

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE - QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

**TEMA: “PROPUESTA DE DISEÑO DE UN MODELO
SMART GRID PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE
DISTRIBUCIÓN ECUATORIANAS (EEQ S.A.)”.**

AUTORES:

- CHRISTIAN ARTURO CALDERÓN G.
- FRANCISCO ANDRÉS TOBAR M.

DIRIGIDA POR:

ING. SANTIAGO ESPINOSA

QUITO, SEPTIEMBRE 2012



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE - QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“PROPUESTA DE DISEÑO DE UN MODELO SMART
GRID PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE
DISTRIBUCIÓN ECUATORIANAS (EEQ S.A.)”.**

Trabajo de Grado presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

Christian Arturo Calderón G.

Francisco Andrés Tobar M.

Director.- Ing. Santiago Espinosa

Quito, Septiembre 2012



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **CHRISTIAN ARTURO CALDERÓN G. y FRANCISCO ANDRÉS TOBAR M**, alumnos de la Universidad Politécnica Salesiana, Facultad de Ingenierías de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, libre y voluntariamente DECLARAMOS que el presente proyecto ha sido elaborado en su totalidad por nuestras personas, asumiendo la responsabilidad de la autoría. El presente documento ha sido preparado como requerimiento final para obtención del Título de Ingeniero Eléctrico,

Quito, 7 de Septiembre de 2012-09-09

CHRISTIAN ARTURO CALDERÓN G

FRANCISCO ANDRÉS TOBAR M



CERTIFICACIÓN

Certifico haber dirigido y revisado la Tesis Previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico que titula: **“PROPUESTA DE DISEÑO DE UN MODELO SMART GRID PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN ECUATORIANAS (EEQ S.A.)”**, la cual ha sido desarrollada por los estudiantes: **CHRISTIAN ARTURO CALDERÓN G. y FRANCISCO ANDRÉS TOBAR M**, cumpliendo con las disposiciones emitidas por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 7 de septiembre de 2012

**ING. SANTIAGO ESPINOSA G.
DIRECTOR DE TESIS**



DEDICATORIA

A mis Padres, **Arturo Calderón** y **Fanny Gavilanes**, por ser la fuente primordial de todos mis sueños, por siempre incentivarme a seguir adelante y alcanzar todos mis sueños, por enseñarme a ser un hombre luchador y emprendedor igual que ustedes dos, siempre le agradezco a dios por darme los mejores padres, este logro es para ustedes.

A mis dos maravillosos hermanos **Claudia** y **Vinicio**, A mis abuelas, por darme la fuerza para siempre salir adelante y siempre creer en mi potencial y ayudarme en los momentos duros. Al amor de mi vida, **María José Castillo**, por impulsarme a nunca rendirme y seguir adelante, por regalarme los mejores años de mi vida, llenos de momentos maravillosos, y por ser mi gran inspiración para terminar con éxito esta gran meta. Este logro también es para ti.

Christian Arturo Calderón G.

A mis Padres, **María Piedad Molina** y **Alfredo Tobar**, por ser la fuente primordial de todos mis sueños, por siempre incentivarme a seguir adelante y alcanzar todos mis sueños, por enseñarme a ser un hombre luchador y emprendedor igual que ustedes dos, siempre le agradezco a dios por darme los mejores padres, este logro es para ustedes.

A mi hermano **Roberto Tobar**, por darme la fuerza para siempre salir adelante y siempre creer en mi potencial y ayudarme en los momentos duros. Al amor de mi vida, **Estrellita Garcia**, por impulsarme a nunca rendirme y seguir adelante, por regalarme los mejores años de mi vida, llenos de momentos maravillosos, y por ser mi gran inspiración para terminar con éxito esta gran meta. Este logro también es para ti.

Francisco Andrés Tobar M.



AGRADECIMIENTOS

A Dios todo poderoso por darnos la fe que necesitamos.

A nuestros padres, por siempre apoyarnos, por brindarnos todo ese amor que nos llenó de fuerzas para cumplir esta meta, por nunca abandonarnos durante toda nuestra carrera y durante los momentos difíciles, LES AMAMOS.

A nuestros hermanos, por siempre brindarnos un hombro amigo y nunca dejarnos caer. LOS AMAMOS.

A María José Castillo, por brindarme su apoyo incondicional siempre y enseñarme que el que quiere puede, nunca me dejaste solo en todo este tramo, tú apoyo incondicional y tus consejos fueron mi mejor arma para concluir con éxito esta etapa de mi vida, TE AMO.

A mi esposa, Estrellita García, por brindarme su apoyo incondicional siempre y enseñarme que el que quiere puede, nunca me dejaste solo en todo este tramo, tú apoyo incondicional y tus consejos fueron mi mejor arma para concluir con éxito esta etapa de mi vida TE AMO.

A nuestros abuelos, familiares y amigos, por el apoyo brindado.

A el Ing. Santiago Espinosa, por su ayuda, paciencia y ser el conductor de este trabajo.

A la ilustre Universidad Politécnica Salesiana por abrirnos las puertas y permitir obtener todos los conocimientos.



PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la última década la industria eléctrica ha experimentado cambios importantes hacia la utilización e implementación de nuevas tecnologías con el objetivo de permitir un mejor aprovechamiento y una mayor eficiencia en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, en muchos lugares estos cambios han culminado en la aparición de un mayor mercado eléctrico. En este nuevo contexto, la operación de los sistemas de distribución no depende del estado o utilidad basada en procedimientos centralizados, sino más bien la descentralización de las decisiones de las empresas de distribución cuyos objetivos tienen como fin maximizar sus propios beneficios. Por lo tanto las empresas de distribución están expuestas a mayores riesgos, debido a esto la necesidad de tomar de decisiones basadas en modelos cada vez más confiables ha aumentado considerablemente.

Las redes eléctricas ecuatorianas, tomando un ejemplo en la ciudad de Quito, presentan continuamente problemas que dificultan la pronta resolución de imprevistos, ya que se cuentan con pocas estrategias prácticas para equilibrar las cargas y ejercer el monitoreo y control de los flujos de potencia; debido a esto cada año, las redes de distribución pierden grandes cantidades de energía. Una de las principales razones de estas pérdidas se debe al hecho de que las redes eléctricas con las que contamos hoy en día, se construyeron en una época pasada donde afectaba bastante el progreso de la tecnología, los problemas medioambientales no eran tomados en cuenta y los consumidores no formaban parte de sus diseños, es justamente por esta razón que durante décadas las personas no tuvieron que preocuparse demasiado por la electricidad; todo esto ha ido modificando el pensamiento colectivo de los consumidores y las empresas que ofrecen este servicio, creándose la necesidad de modernizar y mejorar las condiciones de operación de las redes de distribución de energía eléctrica.

En la actualidad con el surgimiento de nuevas tecnologías que permiten contar con redes cada vez más automatizadas, sistemas de energía confiables y servicios de mejor calidad, tal es el caso de las **Redes Inteligentes *Smart Grids***, el cual es un modelo capaz de monitorear permanentemente las condiciones de la red y ejercer acciones sobre la misma, han permitido a las empresas eléctricas optimizar el



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

rendimiento de la energía, prevenir cortes del suministro, restablecer el servicio de forma más rápida y dar paso a que sus clientes administren su consumo de energía directamente desde cada artefacto conectado a la red eléctrica.

Este nuevo concepto de redes inteligentes debe ser evaluado para analizar su factibilidad de implementación en las empresas eléctricas, tomando en cuenta las experiencias positivas que en otros países se han planteado y que podrían ser adaptadas a nuestras realidades económicas, sociopolíticas, ambientales y principalmente a la estructura de funcionamiento y gestión de las empresas eléctricas de distribución nacionales. Con esto se abrirá un debate positivo que encamine la modernización y mejora del servicio eléctrico en el sistema de distribución de la energía eléctrica.



JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

El sistema eléctrico existente en Ecuador presenta ciertas dificultades en la solución de problemas, por lo que actualmente las empresas eléctricas de distribución buscan enfrentar y solventar diversos inconvenientes tales como: aumento de la demanda de potencia, prolongado tiempo de uso del componente tecnológico existente en el sistema y la falta de conciencia del usuario que tiende abusar de las facilidades que le proveen las compañías eléctricas.

Es por esto que hay tecnologías que tendrán un papel importante en los sistemas de distribución del futuro y actuales. Esto incluye avanzados medidores digitales, la automatización de bajo costo, los sistemas de comunicación, y recursos energéticos distribuidos. Sin embargo, este proyecto tiende a utilizar una tecnología única, y no intentan crear una “red inteligente” o “Smart Grid” integrando una variedad de tecnologías.

Muchas de las actuales actividades de investigación y desarrollo relacionadas con Smart Grid comparten una visión común en cuanto a funcionalidad buscando aumentar la capacidad del sistema de distribución para hacer frente a las necesidades cambiantes de los servicios públicos y sus clientes.

Algunas de estas funcionalidades deseadas incluyen:

- Auto-recuperación.
- Alta fiabilidad y calidad de potencia
- Admite una amplia variedad de recursos energéticos distribuidos y opciones de almacenamiento.
- Minimiza las operaciones y gastos de mantenimiento.

Por tal razón resulta importante analizar esta nueva forma de gestión de energía eléctrica para tratar de **adaptarla** a sistemas de distribución (empresas eléctricas) y de esta manera minimizar la problemática existente, permitiendo que nuestras empresas posean las herramientas de control necesarias y brinden la información que necesitan



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

sus clientes para modificar verdaderamente sus patrones de conducta y así elevar la eficiencia del servicio eléctrico, reducir los costos de operación, los consumos de energía, y aumentar la confiabilidad del sistema de energía eléctrica suministrada a los usuarios.

ALCANCE

Con el desarrollo de este trabajo de grado se pretende proponer un diseño que modele una estructura viable para la implementación de las Smart Grids, a través del desarrollo de las etapas (GIS, AMI, OMS, SCADA, etc.), y normativas (IEC, IEEE, NEMA, etc.) necesarias para su adecuada aplicación para las empresas eléctricas de distribución; tomando como base la estructura presente en la Empresa Eléctrica Quito; que logre;

- Reducir pérdidas de Energía
- Disminuir el Coste de operación por Red,
- Disminuir el Coste por desarrollo de la Red
- Mejorar la Calidad de servicio
- Mejorar la Interactividad,

Incentivando de esta manera a la iniciación de proyectos de redes inteligentes y así alcanzar objetivos concretos en pro de mejorar las redes y consecuentemente la economía y el ambiente.



OBJETIVOS

5.1 Generales.

- Modelar una propuesta de diseño tecnológica y económica de la implementación de las redes eléctricas inteligentes en el Ecuador, específicamente en los sistemas de distribución.

5.2 Específicos.

- Analizar el principio de funcionamiento de las Redes de Distribución Inteligentes.
- Determinar los principales beneficios tecnológicos, económicos que presenta el desarrollo de las Redes de Distribución Inteligentes.
- Analizar el estado del Plan de sustitución de los contadores eléctricos.
- Desarrollar el marco de trabajo (plan) en materia de normalización IEC – Normas de modelos (Comunicación, etc.) y protocolos para alcanzar la interoperabilidad de los sistemas y dispositivos que conforman Smart Grid.



HIPÓTESIS

Es debido a todos estos inconvenientes mencionados anteriormente, que ha presentado el sistema eléctrico durante muchos años, que se hace necesario en este trabajo de grado plantear soluciones seguras, eficientes y automatizadas a través de un plan (modelo) *smart grid* en el sistema de distribución (Empresa Eléctrica Quito), que,

- ✓ **Permita tomar decisiones óptimas en tiempo real sobre gestión de activos y cargas.**
- ✓ **Permita mejorar el servicio al cliente y la fiabilidad con mayor acceso a los datos, precisión y seguridad de la red.**
- ✓ **Permita combinar AMI, SCADA, OMS, DMS, e información corporativa de forma segura y transparente ofreciendo al personal de operación y a la gerencia una vista más intuitiva de la red;**

para mejorar el potencial del suministro eléctrico a corto, mediano y largo plazo y donde tenga la capacidad de responder a las adversidades de la propia red.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Christian Calderón, Andrés Tobar, “PROPUESTA DE DISEÑO DE UN MODELO SMART GRID PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN ECUATORIANAS (EEQ S.A.)”.Universidad Politécnica Salesiana. Tutor: Ing. Santiago Espinosa. Abril 2012.

RESUMEN

Actualmente, la electricidad fluye de manera unidireccional y con despacho centralizado desde las plantas generadoras hasta los consumidores del servicio y las inversiones en los sistemas eléctricos se realizan básicamente para cubrir a la demanda del momento sin miras al crecimiento en un futuro no tan lejano, estos hechos catalogan a el sector eléctrico actual como un sistema que durante décadas se ha desarrollado de la misma manera basado en la misma conceptualización lo cual hace que las actuales infraestructuras eléctricas deban adecuarse a las nuevas tendencias tecnológicas del sector eléctrico, pues no se diseñaron para cubrir las necesidades actuales. Es por ello que se hace necesaria la implementación de redes de distribución inteligentes las cuales incluyen la integración avanzada de los sistemas existentes con el desarrollo de nuevas aplicaciones tecnológicas. Las operaciones de las redes inteligentes ofrecerán una visión completa del sistema de distribución como vigilancia del sistema, control, respuesta a contingencias, carga óptima de los equipos, un mejor control de la generación distribuida, almacenamiento de energía y recursos de respuesta a la demanda.

Además de lo expuesto, las Smart Grid a nivel mundial están tomando cada día mayor importancia, ya que difunden la idea de un sistema eléctrico eficiente, seguro y flexible por lo que algunos países como España; Estados Unidos, Italia entre otros han implementado proyectos pilotos de medición inteligente, almacenamiento de energía y generación distribuida como bases para la futura instauración de redes de distribución inteligente.

Ecuador por su gran potencial de generación eléctrica esta estudiando la posibilidad de implementar estos proyectos pilotos Smart Grid con el fin de permitir evolucionar progresivamente para lograr cumplir con los requerimientos actuales, para lograr en Ecuador una transición exitosa hacia un sistema energético automatizado y autosuficiente en el futuro, para el efecto todas las partes interesadas deben participar



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

conjuntamente a fin de alcanzar una red que se ajuste a las necesidades de los clientes y del sistema eléctrico en general.

El desarrollo del presente proyecto de grado busca realizar las investigaciones pertinentes sobre las redes de distribución inteligente con la finalidad de establecer pautas necesarias para su implementación a largo plazo en las empresas eléctricas de distribución, tomando como punto de referencia la EEQ S.A, el cual se plantea de manera básica los principales cambios que deben aplicarse a esa red para alcanzar las ventajas operativas que permitan la mejora en el suministro eléctrico de la ciudad a través de la implementación redes de distribución inteligentes.



INDICE GENERAL

DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS	IV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	V
JUSTIFICACIÓN	VII
ALCANCE	VIII
OBJETIVOS	IX
HIPÓTESIS	X
RESUMEN	XI
INDICE GENERAL	XIII
Capítulos	pp.
1. ECUADOR Y EMPRESAS ELECTRICAS DE DISTRIBUCIÓN (EEQ)	17
1.1. Introducción	17
1.2. Evolución del sistema eléctrico Ecuatoriano	18
1.3. Sector Eléctrico Ecuatoriano	19
1.4. Conformación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano	24
1.5. Entidades del sector Eléctrico Ecuatoriano	25
1.6. Inconvenientes del Sistema Eléctrico ecuatoriano	30
1.7. Empresa Eléctrica Quito S.A.	35
2. SMART GRIDS	37
2.1. Smart Grids	37
2.2. Características de las Smart Grid	38
2.3. Estructura de las Smart Grid	39
2.4. Ventajas de las Smart Grid	40
2.4.1. A Nivel de las Empresas Eléctricas de Distribución	40
2.4.2. A Nivel de los Consumidores	41
2.4.3. A Nivel de la sociedad	42



2.5.	Requerimientos a Nivel de Infraestructura de las Smart Grid	42
2.6.	Impacto de las Tecnologías en el diseño de Redes Eléctricas	43
2.6.1.	GIS (Sistema de Información Geográfica)	43
2.6.2.	AMI (Infraestructura de Medición Avanzada)	44
2.6.3.	DA (Automatización Distribuida)	44
2.6.4.	OMS (Sistema de Gestión de Cortes)	46
2.6.5.	SCADA (Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de Datos)	46
2.6.6.	DMS (Sistema de Distribución de Gestión)	46
2.6.7.	Dispositivos Inteligentes	47
2.7.	Automatización de los Sistemas de Distribución Actuales	48
2.8.	Alcances de las Smart Grids	53
2.8.1.	Desafíos de las Smart Grids	58
2.8.2.	Cambio cultural de las Empresas de Distribución (EEQ) y Consumidores	61
2.9.	Automatización de Distribución	62
3.	INTEGRACIÓN DE UNA RED SMART GRID	63
3.1.	Detección y localización de Fallas en los Sistemas de distribución	65
3.1.1.	Análisis en Tiempo Real	65
3.1.2.	Definición de Análisis en Tiempo Real	66
3.1.3.	Análisis en Tiempo Real de la Red	67
3.1.4.	Estimación de Estado de Generación y Transmisión	67
3.1.5.	Estimación de Distribución	68
3.2.	Gestión Activa de un Sistema de Distribución Dinámico	68
3.2.1.	Mejorar la planificación del Sistema	69
3.2.1.1.	Capacidad de Responder a nuevos requerimientos	70
3.3.	Impacto de las Tecnologías en Diseño de Redes Inteligentes	71
3.3.1.	Modelo de circuito Detallado	72
3.4.	Obtención de Datos	72
3.4.1.	SCADA	72
3.4.2.	IED	75
3.4.3.	Unidad Terminal Remota (RTU)	79



3.5.	Automatización de dispositivos de conmutación y bloques de alimentación	84
3.6.	Plataforma de Comunicación	87
3.6.1.	Comunicaciones y DA	88
3.6.2.	Consideraciones para selección de la DA	89
3.6.3.	Tipos de Sistemas de Comunicación	90
3.6.4.	Comunicación Wireless	90
3.6.5.	Comunicación Cableada (Wire)	92
3.6.6.	Protocolos de comunicación utilizados en la DA	96
3.6.6.1	Modbus	96
3.6.7.	Arquitectura de comunicación de los sistemas de Distribución A.	98
3.7.	Electrodomésticos Inteligentes y Eficientes	100
3.8.	Visión al Futuro de las Smart Grids	100
3.8.1.	Equipos de Transformación	100
3.8.2.	Conductores Eléctricos	104
3.8.3.	Ventajas Operativas de las Smart Grids	105
4.	PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO SMART GRID	110
4.1.	Factores Previos de Estudio para la Implementación de Smart Grid	110
4.1.1.	Implementación de Medición Inteligente (Smart Meetering)	111
4.1.2.	Sistema de Gestión de Distribución: Acceso a los Medidores Inteligentes	114
4.1.3.	El Medidor	116
4.2.	Criterios de Diseño y Reconfiguración de la Red de Distribución Eléctrica, para el inicio de de la Formación de las Smart Grid	120
4.3.	Smart Grid Proyecto Piloto	122
4.3.1.	Arquitectura Regional	123
4.3.2.	Componentes Funcionales	130
4.3.3.	Concepción del Sistema SCADA	132
4.3.4.	Sistema de Aseguramiento de la Calidad y Desarrollo	134
4.3.5.	Redes Locales y Área Amplia	136
4.3.6.	Red de Concentradores de Datos	137



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

4.3.7. 145 Acceso a Mantenimiento Remoto	137
4.3.8. Arquitectura de Seguridad de la Información y seguridad Electrónica	138
4.4. Smart Grid en la Empresa Eléctrica Quito	140
4.4.1. Organización por Etapas	141
4.4.2. Descripción General EEQ S.A	143
4.4.3. Generalidades del Sistema eléctrico en la EEQ S.A	144
4.4.4. Estructura Organizacional de la EEQ S.A	145
4.4.5. Generalidades del Sistema de control y Comunicaciones de la EEQ	146
4.4.6. Control de Subestaciones	147
4.4.7. Sistema SCADA EEQ S.A	148
CONCLUSIONES	152
RECOMENDACIONES	154
REFERENCIAS	155



CAPITULO I

ECUADOR Y SUS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCION (EEQ)

1.1.1 INTRODUCCIÓN

En la última década la industria eléctrica ecuatoriana ha experimentado cambios importantes hacia la utilización e implementación de nuevas tecnologías con el objetivo de permitir un mejor aprovechamiento y una mayor eficiencia en la generación, transmisión y distribución, de la energía eléctrica, enfocándonos en esta última principalmente.

En este nuevo contexto, las decisiones de las Empresas de Distribución tienen como fin maximizar sus propios beneficios. Por lo tanto las empresas de distribución están expuestas a mayores riesgos, debido a esto la necesidad de tomar decisiones basadas en modelos cada vez más confiables, ha aumentado considerablemente.

Tradicionalmente los modelos actuales de generación, transmisión y distribución deben ajustarse a las nuevas necesidades de comportamiento del mercado. La introducción de una nueva área de investigación como la tecnología Smart Grid en el mercado de distribución buscando la descentralización de las decisiones, automatización, sistematización y monitoreo de las redes eléctricas es una opción muy interesante para la industria eléctrica; ya que abre numerosas posibilidades para desarrollar un mercado de la energía eléctrica.

Este documento se centra en dar una mirada e introducción de las tecnologías que van en búsqueda de lograr una red Smart Grid y aplicarlas así en los sistemas de distribución de energía eléctrica, dado que Smart Grid en su generalidad es un tema muy incluyente.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Por tal razón se pretende analizar la complejidad de esta implementación desde un punto de vista, como es la vigilancia tecnológica mencionando los principales organismos y proyectos que buscan el desarrollo de tecnologías Smart Grid.

El mercado de la electricidad y redes en Ecuador debe evolucionar progresivamente a fin de cumplir con los requerimientos de las nuevas redes de distribución inteligentes (RDI) que basan sus principios en la automatización del sistema e implementación de fuentes renovables de energía eléctrica. Para lograr una transición exitosa hacia un sistema energético sostenible en el futuro, se requiere la participación conjunta regional y nacional del gobierno, consumidores, empresas generadoras y distribuidoras; enfocados en alcanzar una red que se ajuste a las necesidades de los clientes, logre la conexión de toda la población al sistema eléctrico nacional, garantice la seguridad y calidad de suministro del servicio y responda efectiva y eficientemente frente a las adversidades que pueda presentar el red.

1.2 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, LRSE, de 10 de octubre de 1996, introdujo un nuevo marco legal dentro del cual el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, debe proveerse de las herramientas para ejercer sus funciones de planificación para el desarrollo del sector, proveer información y ejercer todas las actividades de regulación y control definidas en esta Ley.

Una de estas herramientas es la conformación de sistemas de información, que permitan al CONELEC y a otras entidades del sector, realizar monitoreos en materia de producción de energía, disponibilidad de energía en los sistemas de distribución, facturación de los consumos a los clientes finales, pérdidas técnicas y comerciales de energía, balance de energía, interrupción y reconexión de los suministros, fallas y calidad de los servicios prestados, entre otros, donde el objetivo principal es mostrar el comportamiento del sector eléctrico ecuatoriano en las etapas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica,



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

incluyendo además aspectos relacionados con la tarifa, información del Mercado Eléctrico –ME- y de los principales indicadores macroeconómicos.

La red actual eléctrica en Ecuador, está constituida principalmente por centrales de generación que suministran el servicio eléctrico a través de los sistemas de transmisión de alta tensión, que luego se distribuye a media o baja tensión.

El panorama general de estos sistemas eléctricos es el flujo de energía en una sola dirección, que se distribuye y controla desde el centro de generación hasta los consumidores.

Este diseño unidireccional ha prevalecido en el tiempo en los sistemas de distribución ecuatorianas, ocasionando que la red eléctrica se convierta en desactualizado pero aun así la historia ha demostrado que los sistemas de suministro eléctrico tienen una larga esperanza de vida, por lo tanto, se puede suponer que para los próximos años todas las redes actuales seguirán existiendo y siendo usadas, es debido a esto que se considera necesario examinar la evolución del suministro eléctrico en Ecuador desde sus inicios, y a partir de allí estudiar las mejoras que se pueden empezar a implementar para anticipar las probables tendencias hacia el futuro.

1.3 SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

La necesidad de recursos frescos para financiar la expansión del sector eléctrico, que se enfrentaba a relevantes niveles de crecimiento en la demanda, y la dinámica en que había entrado la economía mundial y más específicamente la latinoamericana, llevaron a que Ecuador, se introduzca en la ola liberalizadora promovida por los organismos de crédito internacionales, para introducir la competencia en el modelo económico del sector eléctrico.

Es así como en el Suplemento del Registro Oficial Nro. 43, de 10 de octubre de 1996 se publicaba la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) que modificaba totalmente la estructura del sector eléctrico ecuatoriano, con un



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

criterio eminentemente privatizador, disponiendo que las actividades antes realizadas por el INECCEL: generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; pasen a ser desarrolladas por empresa de derecho privado.

La nueva estructura del sector eléctrico diseñada a partir de las disposiciones legales determina la creación de los siguientes organismos:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) constituido como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, para encargarse de la planificación, regulación y la supervisión y control de las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico. Además por delegación del Estado es el encargado de conceder las concesiones en el sector eléctrico;
- b) El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) creado como una Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, quién se encargará de la operación técnica del SNI y de la administración técnica y financiera de las transacciones del MEM;
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- d) a empresa eléctrica concesionaria de transmisión; y
- e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

En caso de las empresas eléctricas de distribución, la ley dispone que continúen operando bajo su actual régimen jurídico hasta que negocien con el CONELEC sus concesiones, de conformidad con las disposiciones de ley. Además la ley señala específicamente que las compañías que ejerzan actividades de generación,



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

transmisión y distribución de energía eléctrica, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen aplicable para las personas jurídicas de derecho privado.

Según la ley, la transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen monopolios naturales sujetos a regulación de precios, mientras que la generación se desarrolla en un ambiente de libre competencia, por otro lado en la Constitución se dispone que el Estado debe garantizar que los servicios públicos, prestados bajo su control y regulación, respondan a principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad; y velará para que sus precios o tarifas sean equitativos.

Sin embargo la situación financiera del Mercado Eléctrico Mayorista exigía a las autoridades a buscar soluciones que permitan garantizar el normal abastecimiento de energía eléctrica en el país, por lo que, a través de la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Registro Oficial Nro. 356 de 26 de septiembre de 2006, se pretende reformar ciertos aspectos estructurales y técnicos del sector, así como reconocer el déficit tarifario generado en el período abril 1999 a diciembre 2005, condicionado a la renuncia expresa de las generadoras al cobro de intereses generados por la deuda.

Ante esta situación, empezaron a tomar fuerza las ideas de volver a concentrar el modelo de desarrollo y, especialmente los sectores estratégicos, en el Estado, lo cual se concretaría finalmente con la Constitución de Montecristi del 2008.

De esta manera las ideas de que el Estado tome de nuevo el control y dirija el desarrollo de los sectores estratégicos se ahondaron en la Asamblea antes mencionada, con el fin de dictar varios mandatos, que afectaron de manera significativa la estructura y ordenamiento del sector eléctrico.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Tal es el caso del **Mandato Constituyente Nro. 15**, publicado en el Registro Oficial Suplemento Nro. 393 de 31 de julio de 2008, el cual determina que el CONELEC deberá calcular y analizar nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas de distribución, eliminando el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación y no considerará los componente de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión, señalando además que los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en las tres etapas funcionales deberán ser cubiertos por el Estado a través de su Presupuesto General. Esto quiere decir que se deja sin efecto el mercado competitivo que hasta el momento venía funcionando por disposición de la LRSE.

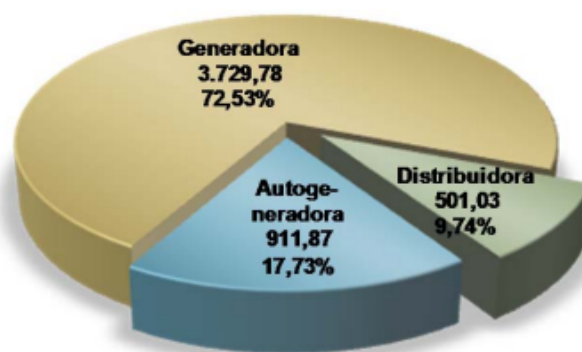
Con la disposición de este Mandato queda claro que la estrategia del Estado es volver a una concentración de las actividades del sector eléctrico por parte del Estado y eliminar la competencia dentro del mercado eléctrico, otorgando al Estado la responsabilidad absoluta del funcionamiento del sector y sobre todo de los esfuerzos necesarios para su expansión.

Con base en las disposiciones y facultades que otorgaba esta Ley y de acuerdo a las políticas del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, dentro del sector eléctrico se crearon dos grandes corporaciones que fusionaban a varias empresas: La Corporación Nacional de Electricidad CNEL S.A. que agrupó a 10 empresas eléctricas de distribución, 9 de la región Costa y una de la región Sierra; y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. que agrupó a 5 empresas de generación y a la empresa de transmisión.

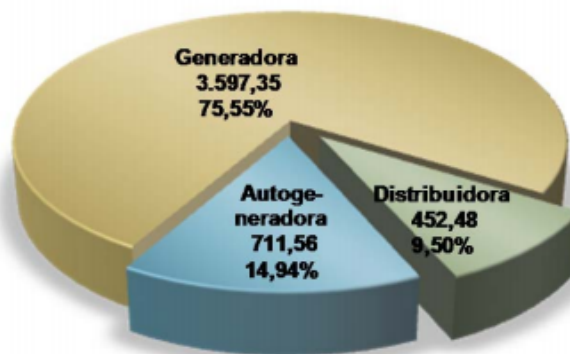
Por otra parte, el Código Orgánico de la Producción Comercio e Inversiones, publicado en el Registro Oficial Suplemente 351 de 29 de diciembre de 2010, establece una Reforma en la LRSE que determina que el Estado podrá delegar la prestación de servicio de energía eléctrica en todas sus fases a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria y de forma excepcional a al iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, siempre que se cumplan los

siguientes supuestos: cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público o cuando la demanda no pueda ser cubierta por empresas públicas.

Con estas disposiciones, se abre la posibilidad para la participación del sector privado en la ejecución de proyectos dentro del sector eléctrico. En este contexto queda claro que actualmente el funcionamiento del sector eléctrico se rige fundamentalmente a las disposiciones del Mandato Constituyente Nro. 15 y de la LRSE.



Potencia nominal por tipo de empresa (MW)



Potencia efectiva por tipo de empresa (MW)

Figura 1.1. Energía Producida del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.¹

¹ Tomado de: Presentación, SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Estadísticas 2012, CONELEC.

1.4 CONFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

El sistema eléctrico Ecuatoriano está estructurado de la siguiente manera como se muestra en la Figura 1.2:

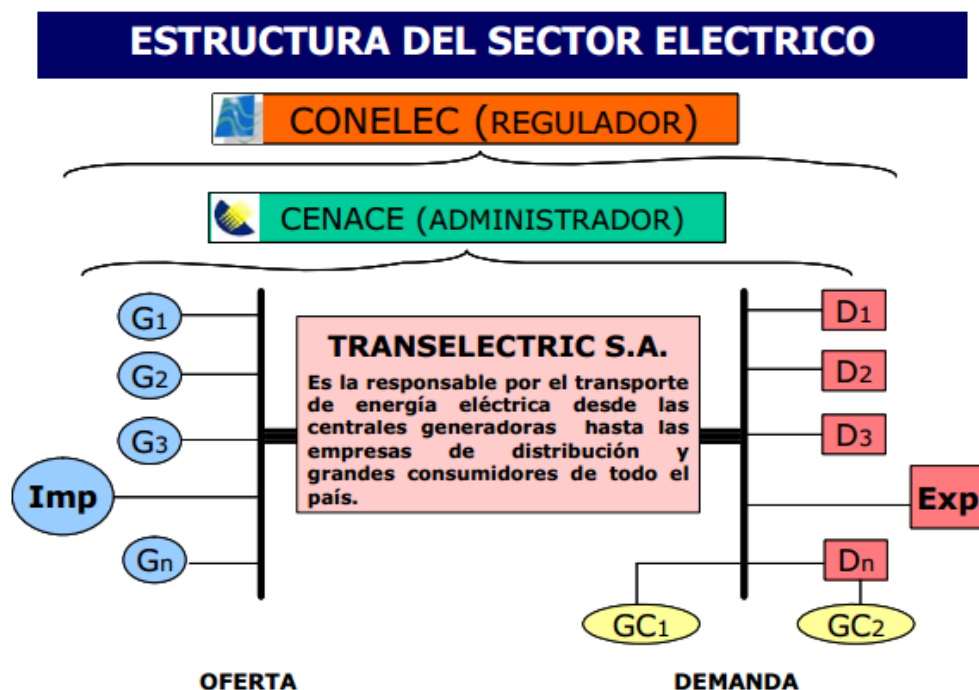


Figura 1.2. Estructura y organización del sistema eléctrico. Tomado de: Presentación, SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Estadísticas 2011.²

El desarrollo eléctrico del país se plantea dentro de una nueva realidad, la creciente demanda previsible por el crecimiento demográfico, industrial y de otros sectores, en muestra que necesario mejorar las condiciones de calidad, seguridad y accesibilidad, lo cual reclama un financiamiento viable para crecientes de inversión.

² Tomado de: Presentación, SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Estadísticas 2011.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Con base a la experiencia del sector eléctrico, se ha detectando el deterioro en el sistema de distribución, producto de un proceso de mantenimiento preventivo y operativo casi inexistente, razón por la cual los organismos encargados del sector eléctrico han asumido estos inconvenientes, obteniendo como resultado la planificación de estrategias que permitirán afrontar las fallas en el sistema de distribución, para así brindar un servicio de electricidad confiable y eficiente, a fin de mejorar la calidad de vida de los usuarios. Así mismo, se está formulando el Plan de Adecuación y Expansión del Sistema Eléctrico de Distribución Nacional (SEDN) en media y alta tensión, el cual permitirá atender los requerimientos de desarrollo económico y social de la Nación, el cual estará sustentando en un Sistema de Gestión de Distribución, que definitivamente mejorará los índices de calidad del servicio, mediante la gestión eficiente de la red de distribución, actividades que las está desarrollando el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

1.5 ENTIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.

El Sector Eléctrico, tiene como principales las instituciones las siguientes:

- Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER).
- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC),
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE),

AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO

El mercado eléctrico de Ecuador está constituido por los siguientes agentes:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Grandes Consumidores
- Consumidores Finales.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

GENERACIÓN

Son las empresas propietarias de las centrales de generación eléctrica cuya función es convertir la energía primaria en energía eléctrica. En los mercados de energía eléctrica, entre las que se encuentran:

Generador: son empresas públicas y privadas destinadas exclusivamente a la generación de energía eléctrica mediante centrales hidráulicas, nucleares, turbinas a gas, ciclo combinado, etc.

Autogenerador: es un consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios, pudiendo, además tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico, a través del SNI o de los sistemas aislados.

Los generadores no podrán por sí mismos o por medio de otros llevar a cabo actividades de transmisión o distribución de energía eléctrica, excepto en los casos previstos en la normativa respectiva y establecidos en el contrato de concesión.

Centrales Hidráulicas:	(43.43%)
Centrales térmicas:	(45.30%)
Interconexión:	(11.22%)
Finalmente energías renovables:	(0.05%) – Solar y Eólica

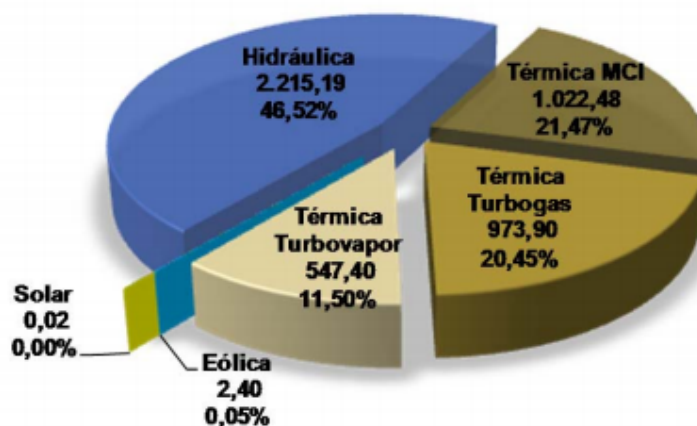


Figura 1.3. Estructura y organización del sistema eléctrico.³

TRANSMISIÓN

En Ecuador, se han desarrollado sistemas de transmisión capaces de transportar grandes bloques de energía a largas distancias y en niveles de voltaje muy elevados, para interconectar todo el territorio ecuatoriano a través de líneas de transmisión de 230 y 138 kV.

El servicio público de transmisión, que a partir de la vigencia del modelo actual ha estado en manos de una única empresa de propiedad cien por ciento estatal:

- CELEC – Unidad de Negocio Transelectric.

Actualmente existen proyectos en esta área que buscan mejorar la estabilidad del sistema y la calidad del servicio disminuyendo el tiempo de interrupción lo cual permite que se alargue la vida útil de los activos del sistema, entre los cuales se pueden mencionar proyectos de auto - transformadores, subestaciones móviles, equipos de protección, rehabilitación, ampliación, adecuación y construcción de líneas críticas.

Adicionalmente la incorporación futura de nueva generación, basada en grandes proyectos hidroeléctricos (Mazar, Cocacodo Synclair, etc.), requerirá de cambios profundos en la concepción misma de la red de transmisión, algunos de los

³ Tomado de: Presentación, SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Estadísticas 2011.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

cuales ya se han empezado a plantear con la incorporación, en el Plan de Expansión de Transmisión, de proyectos como la construcción de una línea de 500 kV y 300 km de longitud, que uniría los principales centros de carga de Quito y Guayaquil.

El Sistema Nacional de Transmisión –SNT- se encuentra conformado, en su parte básica, por un anillo a 230 kV con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de: Paute, Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Vincula fundamentalmente el principal centro de generación del país (Paute), con los dos grandes centros de consumo: Guayaquil y Quito.

DISTRIBUCIÓN

La red de distribución en Ecuador es parte esencial del sistema de potencia ya que se encuentra relacionado directamente con los consumidores es por ello que debe ofrecer grandes niveles de confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, los sistemas de distribución se caracterizan por poseer diferentes niveles de voltaje de operación de acuerdo a las necesidades de los usuarios a nivel de todo el país.

En Ecuador actualmente el servicio eléctrico presenta problemas, donde se destaca la necesidad de adecuación de los sistemas de distribución ya que al igual que en otros países, la relevancia que se ha dado a la generación y transmisión. En la siguiente Tabla se describen las características geográficas principales de las áreas de concesión de las distribuidoras prestadoras del servicio público de electricidad.

No.	Empresa o Regional	Provincias a las que sirve de manera total o parcial	(km ²)
1	Ambato	Tungurahua, Pastaza, %Morona, %Napo	40805
2	CNEL-Sucumbios	Sucumbios, Napo, Orellana	37842
3	Centro Sur	Azuay, % Cañar, Morona	28962
4	Sur	Loja, Zamora, % Morona	22721
5	CNEL-Manabí	Manabí	16865
6	CNEL-Esmeraldas	Esmeraldas	16366



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

7	Quito	Pichincha, % Napo	14971
8	Norte	Carchi, Imbabura, % Pichincha, % Sucumbíos	11979
9	CNEL-Guayas-Los Ríos	Guayas, Los Ríos, % Manabí, % Cotopaxi, % Azuay	10511
10	Galápagos	Galápagos	7942
11	CNEL-Sta. Elena	% Guayas	6774
12	CNEL-El Oro	El Oro, % Azuay	6745
13	CNEL-Sto. Domingo	% Pichincha, % Esmeraldas	6574
14	CNEL-Milagro	% Guayas, % Cañar, % Chimborazo	6175
15	Riobamba	Chimborazo	5940
16	Cotopaxi	Cotopaxi	5556
17	CNEL-Los Ríos	% Los Ríos, % Guayas, % Bolívar, % Cotopaxi	4059
18	CNEL-Bolívar	Bolívar	3997
19	CATEG-D	% Guayas	1399
20	Azogues	% Cañar	1187
		Total	256370

Tabla 1.1. Áreas de concesión las distribuidoras ordenadas de mayor a menor área.⁴

Cada una tiene en concesión un área geográfica determinada en exclusivo por tanto se caracteriza por ser de naturaleza monopólica.

Grandes consumidores:

Empresas, industrias y otros consumidores que debido a su gran demanda de energía, no son considerados como usuarios normales por lo cual pueden acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precios de la energía eléctrica para consumo propio.

Usuarios finales:

Personas naturales o jurídicas, que acrediten dominio sobre una instalación que recibe el servicio eléctrico, los cuales pueden ser regulados o no regulados por la empresa concesionaria de distribución correspondiente al lugar geográfico.

⁴ Tomado de: Plan Maestro de Electrificación 2012-2020, CONELEC, Estadísticas.



1.6 INCONVENIENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.

PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Se conoce como pérdidas de energía, a la energía eléctrica disipada por causas inherentes al proceso de transporte y transformación y a la energía que por diversos factores no se contabiliza o se contabiliza erróneamente por la empresa encargada de su suministro. Las pérdidas de energía se pueden clasificar en dos grupos:

- **Pérdidas Técnicas:** se definen como el conjunto de pérdidas eléctricas debidas a fenómenos físicos. Se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica, es decir, que obedecen a restricciones físicas fundamentales de los materiales utilizados.

También se puede decir, que representan la energía que se pierde durante la transmisión y distribución dentro de la red como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores.

- **Pérdidas no Técnicas:** representan la energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por el cual, la empresa no recibe pago alguno, o lo recibe tardíamente. Desde el punto de vista económico, esto no representa una pérdida real, sin embargo para las finanzas de la empresa representa una pérdida monetaria real, la cual por lo general tiene que ser transferida a los clientes que si pagan por el servicio de energía eléctrica.

En Ecuador según estudios realizados en las empresas eléctricas las perdidas no técnicas traen consigo grandes pérdidas financieras que afectan directamente a las empresas por ello las perdidas no técnicas se pueden clasificar de la siguiente manera:



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Pérdidas en el registro de consumo, en instalaciones SIN MEDIDOR
- Conexiones ilegales: también llamados no suscriptores, con conexiones directas a la red, sin la autorización de la empresa.
- Errores en estimaciones de consumo: en los casos en que la empresa decida estimar la energía suministrada, en vez de medirla directamente, se pueden cometer errores por la subestimación sistemática del consumo, además de que se sobreestima la demanda.
- Errores por instalaciones provisionales: es práctica común, la realización de contratos de servicios provisionales o demoras en la instalación de los contadores una vez elaborado el contrato definitivo. En ambos casos se pueden incurrir en errores de registro de consumo.
- Error en estimación de consumos propios de la empresa, no medidos: considerando la concentración geográfica de los consumos propios y el control que la empresa tiene sobre ellos, es casi inadmisibles la ausencia de medidores. Corresponde a la no contabilización de la energía consumida por la empresa, lo cual incluye el consumo no medido de alumbrado público, auxiliar de subestaciones etc.
- Pérdidas en el registro de consumo, instalaciones CON MEDIDOR: Los usuarios con medidores, generalmente presentan un volumen mayor de pérdidas no técnicas.
- Errores de medición: este tipo de error se puede presentar por: descalibración natural o accidental (transporte del medidor), daño del mismo, instalación defectuosa.
- Errores en procedimientos administrativos del registro de lecturas: errores al momento de tomar la lectura de los datos.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Fraude: en este grupo, se incluyen todas las alteraciones fraudulentas de los equipos de medición, como se muestra en la Tabla 1.2.

POSIBLES ALTERACIONES	DESCRIPCIÓN
PUENTE DE TENSIÓN ABIERTO	Consiste en desplazar el puente de tensión de su posición original.
CORRIENTE CORTOCIRCUITADA	Consiste colocar puentes de cortocircuito con conductor entre los tornillos donde llegan los terminales de la bobina de corriente.
PUENTE DE CONTADOR	Consiste en realizar un puente desde un punto anterior al medidor, hasta un punto posterior al mismo.
LÍNEA DIRECTA	Consiste en conectar una o varias fases directas de los postes de baja tensión.
PERFORACIÓN Y CUERPOS EXTRAÑOS EN EL MEDIDOR	Consiste en introducir negativos de fotografía o películas al contador hasta llegar al disco para detenerlo.
INCLINACIÓN DEL MEDIDOR	Consiste en inclinar el medidor con respecto a su posición vertical para reducir la velocidad del disco.
CORTE DEL NEUTRO	Consiste en interrumpir el neutro antes del contador y cerrar el circuito de la carga con un neutro tomado desde otro punto de la red de servicio.

Tabla 1.2. Descripción de las Alteraciones de los Medidores. De autoría propia.

En la distribución y comercialización de la energía eléctrica, es mínimo el control que se logra realizar sobre las pérdidas no técnicas dentro de los sistemas de distribución, las cuales repercuten de manera negativa sobre los ingresos requeridos para mantener el nivel de calidad del servicio prestado por parte de las empresas encargadas del suministro. Entre los factores determinantes de dicho problema se encuentran: la falta de formación del usuario sobre el correcto uso del servicio, dificultad para la realización de contratos de servicio con las empresas, falta de continuidad en proyectos de planificación y control de

la energía suministrada por las empresa, además de otros, esta problemática se evidencia al registrar la diferencia existente entre la energía total entregada y la energía total facturada, ocasionando que el porcentaje de pérdidas dentro del sistema sea elevado,

Las pérdidas totales de energía eléctrica significaron un 28% de la generación total, si a esto se le resta las pérdidas técnicas de la siguiente manera: un 1% por auto-consumo y un 3% por pérdidas en alta tensión, se concluye que un 24% del total de las pérdidas fueron pérdidas no técnicas.

En la Figura 1.4., la energía facturada y recaudada por (generación propia + compras) exhibió un porcentaje similar de energía facturada con un ligero desfase que representa las pérdidas técnicas y no técnicas expresadas en el gráfico anterior, lo cual nos da una perspectiva eficaz y alta capacidad de control sobre el uso de la energía que administra la empresa eléctrica Quito (EEQ).

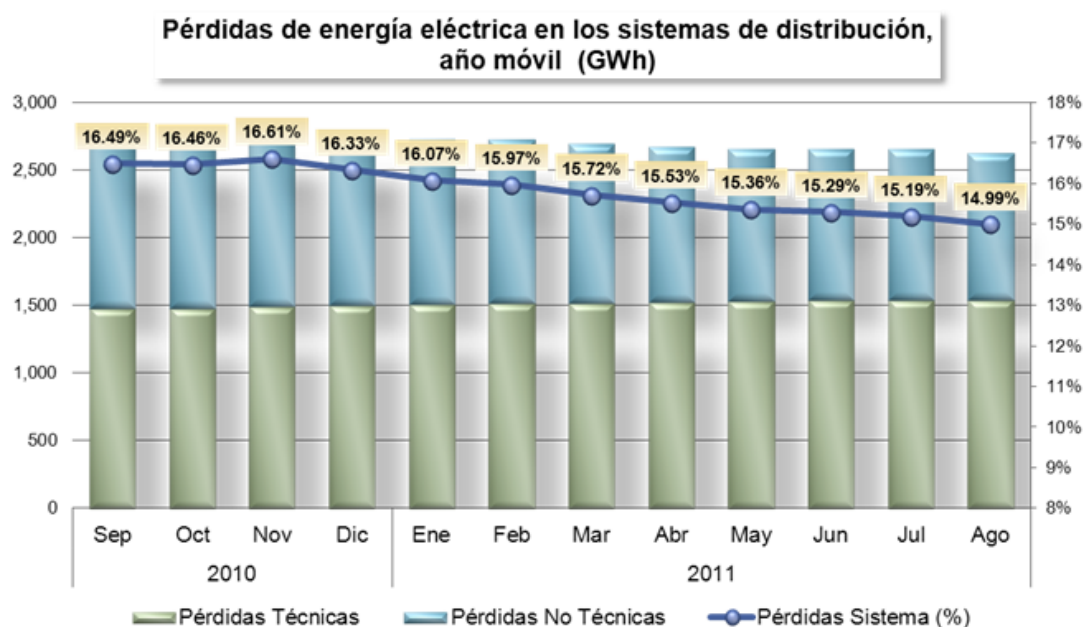


Figura 1.4. Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución. Tomada de: Plan Maestro de Electrificación, CONELEC, Estadísticas, Facturación y Recaudación.⁵

⁵ Tomada de: Plan Maestro de Electrificación, CONELEC, Estadísticas, Facturación y Recaudación.

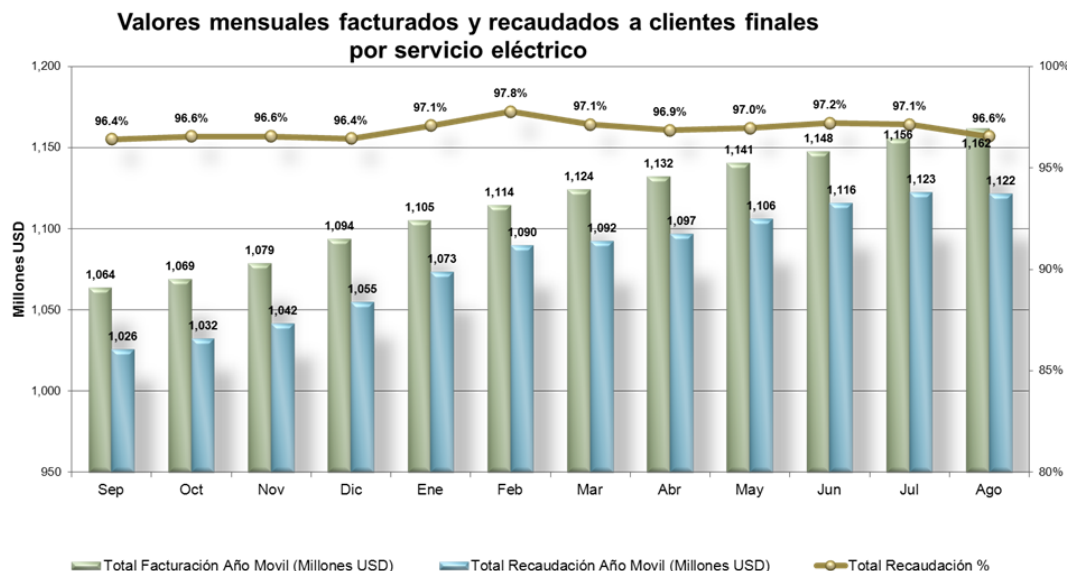


Figura 1.4. Perdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución. Plan Maestro de Electrificación, CONELEC, Estadísticas, Facturación y Recaudación.⁶

Por lo expuesto, en el caso de no tomar ninguna acción y considerando las estadísticas presentadas anteriormente, es evidente el agravamiento del problema de las pérdidas no técnicas, ya que en años anteriores han representado un gran daño a la capacidad económica, que las empresas requieren para funcionar adecuadamente e incluso para invertir en la expansión y modernización del sistema eléctrico, contribuyendo a la solución de situaciones de emergencia, donde un sistema eléctrico con debilidades, no ha logrado cumplir con las exigencias planteadas por el aumento de la demanda eléctrica nacional, obligando a las empresas a recurrir a agresivos planes de racionamiento y reducciones de carga.

Es evidente que el problema radica en gran parte en la falta de conciencia social tanto de los usuarios como de las mismas empresas, por lo que se deben plantear y atacar con una prioridad absoluta todos aquellos planes y acciones destinados a lograr la concientización tanto de los usuarios como de las empresas suministradoras de dicho servicio, a fin de obtener un control y reducción de

⁶ Tomada de: Plan Maestro de Electrificación, CONELEC, Estadísticas, Facturación y Recaudación



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

pérdidas, para así lograr optimizar los altos niveles de consumo energético que presenta Ecuador actualmente.

Las acciones planteadas para reducir las pérdidas comprenden grandes lineamientos, por un lado, lograr que los clientes paguen por la energía que consumen, y por el otro realizar inversiones en el sector eléctrico, de tal manera que se logre un funcionamiento más eficiente del sistema, en donde se tenga como una de las principales prioridades las reducciones de las pérdidas no técnicas.

En este contexto, adicional a las propuestas destinadas a mejorar las políticas de la empresas hacia el control de las perdidas no técnicas, es necesario contar con nuevas tecnologías en el área de medición de energía por ello es importante establecer pautas tecnológicas que permitan revertir en el menor tiempo posible las grandes debilidades y adversidades por las cuales atraviesa el sistema eléctrico nacional incrementando el grado de automatización y mejorando la capacidad de registro y análisis de información, por esto se hace indispensable implementar de manera progresiva las redes inteligentes (Smart Grids) las cuales ofrecen tecnologías nuevas y valiosas que permitan obtener una red más eficiente, segura y flexible, mejorando así el nivel de servicio de energía eléctrica disponible.

1.6 EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

La situación existente, futura y de requerimientos de las subestaciones, complementados con los estudios técnicos pertinentes, ha determinado la necesidad de sanear y rehabilitar algunas subestaciones y en otras, ampliar y construir nuevas subestaciones y líneas de sub transmisión a fin de cubrir la demanda de energía y continuar garantizando el servicio en las mejores condiciones técnico-económicas, lo que evidentemente implica una serie de obras tanto en subestaciones, líneas y redes, que incluyen: movimientos de transformadores entre subestaciones, remodelación, ampliación y construcción de nuevas subestaciones, así como de líneas de sub transmisión asociadas.

Las características de la infraestructura eléctrica planificada por esta distribuidora en el periodo 2009-2020 se resumen en:

TIPO	UNIDAD	INCREMENTO 2009-2020
Subestación de Distribución	No.	8
	MVA	598
Subestación de Subtransmisión	No.	35
	km	947
Circuitos Primarios	No.	20
	km	2.696
Transformadores de Distribución	No.	10.166
	MVA	754
Redes Secundarias	km	1.61
Luminarias	No.	93.088
	kW	13.427
Acometidas	No.	128.885
Medidores para abonados	No.	378.059

Figura 1.5.- Características de la infraestructura de E.E. Quito, periodo 2009 – 2020.

www.eeq.com.ec/LaEmpresa.⁷

En la Figura 1.6., se tiene la distribución porcentual de la inversión para el periodo 2009- 2020 de la Empresa Eléctrica Quito.

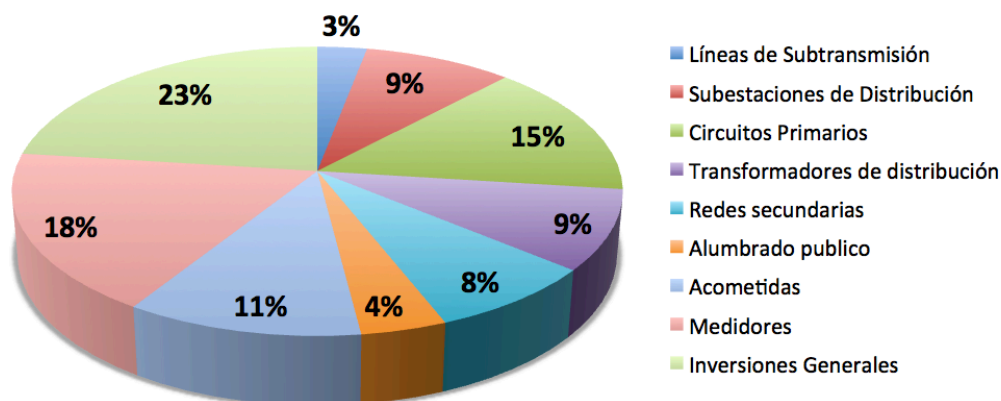


Figura 1.6.- Distribución porcentual de las inversiones, periodo 2009-2020. Tomada de:

www.eeq.com.ec/LaEmpresa.⁸

⁷ Tomada de: www.eeq.com.ec/LaEmpresa

⁸ Tomada de: www.eeq.com.ec/LaEmpresa

CAPITULO II

2.1 SMART GRIDS

Dependiendo del punto de vista y de la funcionalidad que se le da a la llamada Red Eléctrica Inteligente; una red eléctrica inteligente tiene el siguiente concepto:

Smart Grid o Red Inteligente son aquellas redes que integran de manera inteligente nuevas tecnologías para mejorar el monitoreo y control del funcionamiento de los sistemas eléctricos específicamente en generación, distribución, haciendo que los sistemas actuales sean más confiables, eficientes y seguros, además de que logran incorporar las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella. Estas redes se caracterizan por implementar dentro del sistema, equipos y servicios innovadores, nuevas tecnologías de comunicación, control, monitorización y auto-diagnóstico. Conceptualizando Gráficamente tenemos.-

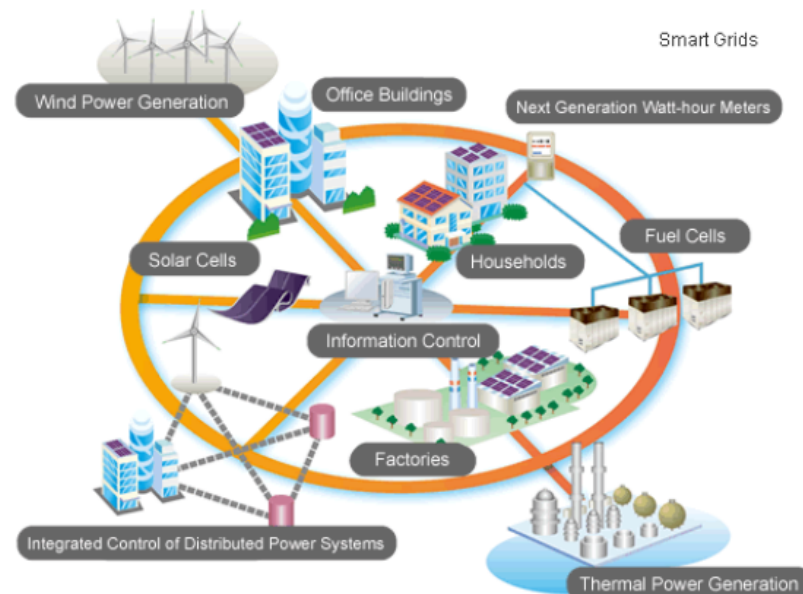


Figura 2.1.- Concepto Smart Grid. Tomada de: Siemens Energy, Smart Grid.⁹

⁹ Concepto Gráfico tomado de: **SMART GRID**, Siemens Energy, Energy Automation, Smart Grids, Buenos Aires, 2010.



2.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS SMART GRIDS

Las principales características son:

- ***Abiertas e Innovadoras:*** dentro del sistema de forma segura y sin restricciones admiten la implementación de energías renovables como solar, viento, carbón y gas natural las cuales son capaces de integrar nuevas ideas y tecnologías que facilitan y permiten el desarrollo de los mercados eléctricos internos.
- ***Calidad:*** entrega de energía necesaria y de calidad, a los consumidores; libre de picos, perturbaciones e interrupciones, permitiendo así impulsar un sistema cada vez más digital con buenos centros de datos.
- ***Inteligentes:*** por medio de dispositivos controlados y coordinados de manera remota son capaces de operar y protegerse de manera automática. Trabajan en tiempo real mediante información remota para la operación y mantenimiento, trabajan eficientemente cuando las condiciones lo requieren logrando responder rápidamente a cualquier adversidad que presente el sistema.
- ***Eficientes y flexibles:*** capaces de prevenir y tomar acciones ante los inesperados aumentos en la demanda del consumo, aprovechando toda la capacidad de infraestructura disponible, son adaptables a las exigencias del sistema eléctrico puesto que pueden reconfigurar su topología para superar contingencias, son capaces de la transmisión de flujos de datos y energía bidireccionalmente.
- ***Sostenible:*** son respetuosas con el medio ambiente trabajando siempre en función del mismo, y deben ser socialmente aceptadas.



2.3 ESTRUCTURA DE LAS SMART GRIDS

Con la iniciativa de mejorar la eficiencia en el uso de la energía y de facilitar la gestión del consumo, se requiere desarrollar una infraestructura más fuerte y estable, capaz de sustentar la sociedad digital de los últimos tiempos, persiguiendo objetivos básicos que permitan a los sistemas eléctricos mejorar los puntos críticos así, aumento de demanda, pérdidas en la red, etc.; para lo cual los elementos que se deben mejorar en los sistemas eléctricos actuales para convertirlos en sistemas inteligentes se clasifican de la siguiente manera:

Telecomunicaciones: será conformada por una plataforma de comunicaciones bidireccional que sea abierta, confiable, flexible y adaptable para satisfacer las cambiantes exigencias de una Smart Grids. La estructura de comunicación está destinada a ser utilizada para el desarrollo de un software que complemente el sistema eléctrico existente teniendo en cuenta las necesidades del sistema y los requerimientos técnicos tanto para en nuestro caso de las empresas de transporte y distribución.

Tecnología: basada en la integración total del sistema de distribución eléctrico al uso y gestión de aplicaciones nuevas y automatizadas para la protección, comunicación, seguridad y control. Los cambios tecnológicos dentro del sistema eléctrico estimulan la adopción de recursos energéticos distribuidos como la generación distribuida a corto plazo.

Dispositivos inteligentes: una red inteligente está basada entre otras cosas, en el uso de medidores, controladores, sensores y software los cuales permiten automatizar el sistema eléctrico de distribución a través del monitoreo y supervisión de los consumos de energía, además, de otras variables relacionadas con la distribución de electricidad como: potencia, voltaje, corriente etc., permitiéndole controlar y gerenciar en tiempo real la facturación y la demanda de energía, (Smart Metering).



Elementos de análisis de información: mediante el análisis de grandes volúmenes de información y datos, las redes inteligentes logran alcanzar la optimización del sistema eléctrico interconectado.

2.4 VENTAJAS DE LAS SMART GRIDS

Dentro del estudio para la implementación de los sistemas inteligentes deben tenerse en consideración ciertos criterios básicos que justifiquen su aplicación como nuevo modo de trabajo de las redes de distribución, es por ello que a continuación se enumeran algunas de las principales ventajas de esta nueva era tecnológica dentro de los sistemas eléctricos.

2.4.1 *A nivel de las empresas eléctricas de distribución*

Permite conocer el estado de la red en tiempo real, lo cual facilita realizar operaciones que incrementen el ciclo de vida útil de todos los componentes de la red y disminuyan el tiempo de interrupción del servicio eléctrico.

También permite registrar dónde y cuándo, se produce un corte del servicio, inclusive antes de que los clientes efectúen sus reclamos, permitiendo esto mejorar la calidad del servicio, disminuyendo los tiempos de reparación y cantidad de energía no suministrada lo cual logra incrementar los ingresos de las distribuidoras disminuyendo gastos de mantenimiento.

Mediante un balance de energía permanente casi en tiempo-real permiten determinar las pérdidas de energía y hurtos en el sistema eléctrico.

Mediante la tecnología de comunicación se logrará percibir los consumos de los clientes en línea, evitando así el traslado de cuadrillas para la lectura de los medidores, así mismo las Smart Grids permitirán realizar sobre la red gestiones



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

a distancia como cortar el servicio, realizar la reconexión del mismo, implementar sistemas pre-pagos, y limitar la potencia entregada.

Mediante análisis de datos a través de software, se logrará conocer el perfil de demanda de cada cliente lo cual permite dimensionar la infraestructura requerida para cubrir las diferentes variaciones en la demanda racionalizando el consumo de energía y las inversiones relacionadas con los activos de generación, transporte y distribución.

Podrá incorporar a su sistema las nuevas maneras de generación distribuida de electricidad. Es decir la colocación de micro-generadoras u otro tipo de generación como eólica o paneles solares, con la finalidad de descentralizar la generación de energía en volúmenes menores.

2.4.2 A nivel de los consumidores

Permiten tener acceso a la información sobre el consumo de energía facilitando datos a los usuarios como cantidad consumida y periodo de tiempo durante el cual se realizó el consumo, lo cual les ayudara a tener mayor control sobre su consumo para que este sea más eficiente y racional.

Permiten la integración activa de toda la red de consumidores a los procesos para la entrega final del servicio, con el fin de crear conciencia en los consumidores.

Permiten a los consumidores que poseen sistemas de generación de energías alternativas, monitorear la cantidad de energía generada y consumida para poder entregar mediante previos convenios establecidos con las empresas distribuidoras su excedente.



2.4.3 *A nivel de la sociedad*

Aumento de la seguridad en las instalaciones y en las operaciones, disminución de las emisiones de CO₂, e impulso para la implementación de mejoradas tecnologías integradas con la distribución de energía.

2.5 REQUERIMIENTOS A NIVEL DE INFRAESTRUCTURA DE LAS SMART GRID

El sector eléctrico se ha visto en la necesidad de transformar sus redes, haciendo que la distribución se realice de forma más confiable, segura y económica, mejorando la atención al cliente, potenciando y desarrollando las tecnologías actuales de control, supervisión, gestión de la distribución, Sistemas de Información Geográfica (GIS) e Infraestructura de medición avanzada (AMI), por ello las Smart Grids se dividen en tres áreas importantes a nivel de requerimientos de infraestructura como lo son:

- (1) Sistemas automáticos de control y análisis de información,
- (2) Plataforma de comunicación inteligente y por último,
- (3) RTU y dispositivos inteligentes,

Las áreas de operación trabajan en conjunto, con el Sistema de Gestión de Distribución (DMS), con el sistema (SCADA) “Sistema de Adquisición, Supervisión, y Control de Datos”, con la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), con el Sistema de Gestión de Cortes (OMS) y logrando así la Automatización de Distribución (DA), tal como se muestra en la figura 2.2.

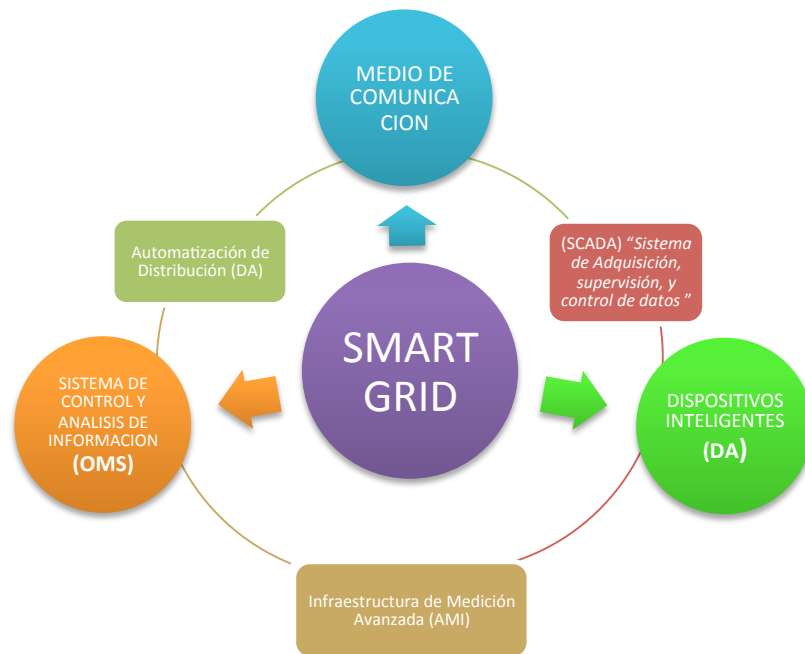


Figura 2.2. Smart Grid, niveles de infraestructura.¹⁰

2.6 IMPACTO DE LAS TECNOLOGÍAS EN EL DISEÑO DE REDES

Como todas las actividades de investigación, para las Smart Grid, es conveniente averiguar si las tecnologías Smart Grid tendrán algún impacto en el diseño de sistemas de distribución, las implicaciones de diseño asociadas a este desarrollo serán examinadas, de la siguiente forma:

2.6.1 GIS (Sistema de información Geográfica)

La calidad de los datos que existe en el GIS debe ser excepcional. Si bien no es deseable o tolerable tener algunos errores en la planificación o mapa de recursos, pero no es aceptable tener datos incorrectos en un sistema que controla automáticamente el sistema de distribución eléctrica. Los errores pueden ocasionar cortes de mayor tiempo o pero aún accidentes, la revisión de los procesos de calidad de los datos y la garantía ayuda a hacerles frente a estos particulares. Las necesidades de datos para las operaciones de smart grid sugiere

¹⁰ Tomada De: Autoria Propia



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

que se debe medir el tiempo que se cuando se produce un cambio en el campo que se refleja en el GIS, es decir a medida que el tiempo aumenta también lo hace el riesgo que algo salga mal.

Es necesario entonces que el GIS tenga actualizada la base de datos en la instalación de sistemas de redes, entonces si no se tiene una correlación exacta de las instalaciones del cliente y el sistema eléctrico la posibilidad que exige smart grid en automatización y auto-regeneración se perderá, razón por la cual un GIS debería ser casi perfecto de todo el sistema eléctrico.

2.6.2 Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

Una red inteligente utilizará medidores digitales avanzados en toda su extensión. Estos medidores tendrán dos vías comunicación, deben ser capaces de conectar y desconectar servicios a distancia, registrar de formas de onda, vigilar la tensión y la corriente.

Los medidores estarán en la misma ubicación que están actualmente, y, por tanto, no tendrá repercusiones directas en el futuro diseño. Sin embargo, estos medidores pondrán una gran cantidad de datos a disposición de los centros de operación y planificación, que pueden ser utilizados para lograr una mayor fiabilidad y mejor utilización de los activos (líneas, transformadores). Quizás el mayor cambio que tendrán estos avanzados medidores es permitir lecturas en tiempo real, esto permitiría que se pudieran igualar los patrones de distribución de carga en el sistema, por medio de una respuesta a la demanda de estos medidores inteligentes.

2.6.3 Automatización Distribuida (DA: Distribution Automation)

La Automatización Distribuida (DA), se refiere a la supervisión, control y funciones de comunicación situado en el alimentador. Desde una perspectiva del



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

diseño, los aspectos más importantes de este concepto se encuentran en las áreas de protección y de conmutación (a menudo integradas en el mismo dispositivo).

Estos dispositivos pueden interrumpir la corriente de falla, vigilar las corrientes y voltajes, comunicarse uno con un otro, y automáticamente reconfigurar el sistema para restaurar el servicio a los clientes y lograr otros objetivos.

La capacidad de rapidez y flexibilidad reconfigurar una red de alimentadores es un componente clave de Smart Grid. Esta capacidad, habilitada por DA, también (1) requiere la distribución de los componentes que tienen la capacidad suficiente para aceptar la transferencia, y (2) requiere que del sistema de protección para poder aislar correctamente una falla en la topología reconfigurada. Ambas cuestiones tienen un impacto enorme en el diseño del sistema. Actualmente, la mayoría de los sistemas de distribución están diseñados sobre la base de un gran Alimentador principal con tres fases y luego se ramifican en fases monofásicas laterales.

Una red Smart Grid no sólo tratar de conectar a los clientes de las subestaciones al más bajo costo posible si no que esta alimentación puede ser rápida y flexiblemente reconfigurada.

Por lo tanto, los futuros sistemas de distribución serán diseñados más como una red integrada de líneas de distribución, la cual se conecta a múltiples subestaciones: diseñar, por lo tanto, pasa de un enfoque en los alimentadores de la red para lograr un sistema interconectado de alimentadores.

Tradicionalmente los sistemas de distribución actuales coordinan los dispositivos de protección, en una red Smart Grid, la topología es flexible y de este supuesto nace un problema de diseño para las protecciones.

Desde una perspectiva del diseño, la topología del sistema y las protecciones del sistema tendrán que ser planificadas junto con la correcta coordinación de las protecciones para una variedad de configuraciones posibles.



2.6.4 OMS (Sistema de gestión de cortes)

Es esta etapa de un Smart Grid se pretende identificar y restaurar cortes de energía de manera ágil y eficiente. Un OMS puede ser más que una herramienta para los servicios públicos del departamento de operaciones, es decir que varios usuarios como servicio al cliente, planificación, gestión de activos, los departamentos de ingeniería y asuntos regulatorios pueden encontrar información recopilada en su base de datos.

2.6.5 SCADA (Sistema de adquisición, supervisión y control de datos).

En este concepto se puede advertir la existencia de un software diseñado sobre un servidor para el control de producción, el mismo puede dotar de comunicación con dispositivos de campo (controladores autónomos) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla de monitoreo.

Al mismo tiempo provee toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, esto puede ser al mismo nivel como con otros tipos de supervisores de la misma empresa como supervisión, control de calidad, control de producción, almacenamiento de datos, en resumen el SCADA contiene diversas soluciones para captura de información de un proceso o planta no necesariamente industrial y con dicha información realizar análisis en tiempo real o estudios posteriores y así obtener indicadores que permitan retroalimentar sobre un proceso u operador.

2.6.6 DMS (Sistema de Distribución de Gestión)

La plataforma de gestión energética integrada se desarrollará, con funciones avanzadas para hogares, es decir la gestión de la energía por los consumidores y así mejorar las operaciones de los sistemas de distribución por sus utilitarios.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Esta plataforma se integrará al AMI (Advanced Metering Infrastructure) como un portal a un hogar para la respuesta de la demanda, la automatización del hogar para la conservación de la energía, el óptimo despacho de la generación distribuida, el almacenamiento y carga en el sistema de distribución, y los controles para que el sistema de distribución permita colaborar con la red del sistema.

La gestión de energía permitirá a los consumidores tomar el control, la automatización de la energía, prácticas de conservación y respuesta a la demanda sobre la base de sus preferencias personales. Para el efecto el SmartMeter se comunicará con los aparatos domésticos, y el tablero de instrumentos tendrá automatizados los controles de sus operaciones. Además, esta plataforma ofrecerá servicios auxiliares para el servicio público local como, rotación de la reserva, la regulación de carga (load-following regulation), e intermitencia por la gestión de la energía eólica y solar.

2.6.7 Dispositivos inteligentes

Para logra el desarrollo de una Red de Distribución Inteligente (RDI) autosuficiente es esencial tener en cuenta un amplio conjunto de problemas operativos (en condiciones normales y anormales), así como situaciones relacionadas con el abastecimiento del mercado y los límites operacionales de equipos y sistemas (estabilidad, oscilaciones mantenidas, protecciones entre otros), considerando que las capacidades analíticas de las redes actuales seguirán desempeñando sus funciones en la infraestructura propuesta para solventar los problemas operativos.

Ahora bien, en busca de la eficacia y mejora en cada una de las áreas de la red como adquisición de datos, mantenimiento, supervisión, mejora del rendimiento y medidas de control eléctricos, las Smart Grid buscan la integración de equipos y dispositivos inteligentes que requerirán del uso de herramientas de soporte de decisiones en línea, con exigentes requisitos de cálculo y comunicación, además



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

de que permitirán la mejora en la actuación de control respondiendo a los problemas, más rápido que el operador humano, así el sistema soporta más inteligencia en todos los niveles, especialmente en niveles inferiores, como las subestaciones, para proporcionar respuestas de control oportunas y precisas.

La implementación de dispositivos inteligentes en los sistemas eléctricos es prácticamente el primer paso para transformar el sistema actual en una red eficiente capaz de responder a las adversidades que se les puedan presentar de manera autosuficiente.

Existe una gran variedad de dispositivos que se pueden instalar a nivel de todo el sistema eléctrico, estos dispositivos pueden aportar, según su función y ubicación dentro de la red herramientas importantes para el control, manejo y mantenimiento de la red, como lo son identificación de fraudes, identificando zonas en la red donde la calidad de la energía y la fiabilidad no cumplen con los estándares, e identificación de zonas en riesgo en caso de algún inconveniente entre otros.

Para lograr las metas planteadas respecto al desarrollo de nuevos dispositivos con características inteligentes, debe partirse del análisis de las principales debilidades que muestran los dispositivos clásicos utilizados hasta ahora, unos de ellos y el más importante es el medidor de energía.

2.7 AUTOMATIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ACTUALES.

En los sistemas eléctricos actuales los interruptores, reconectadores y seccionadores no son dispositivos automatizados razón por la cual los sistemas han integrado actuadores como operadores en un caso secundario, considerando que todos los demás dispositivos son de accionamiento manual, estos dispositivos de mando secundario toman la forma de (1) relés de protección para romper fallo tales como interruptores y reconectadores y (2)



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

dispositivos electrónicos inteligentes encargados de contar los pulsos cuando se utiliza un seccionalizador.

Estos dispositivos en los diferentes niveles de funcionalidad y capacidad de entrada / salida están integrados con el dispositivo principal para proporcionar la interfaz de comunicación y la lógica para la automatización, logrando así un dispositivo automático.

En la actualidad, la manera en que las redes de distribución se gestionan está influenciada por la falta de control remoto y monitorización en tiempo real, lo que requiere una considerable intervención manual para la toma de decisiones y operaciones.

El alcance y la cantidad de los elementos que componen una red de distribución imponen la necesidad de manipular un número considerable de información para garantizar el funcionamiento satisfactorio, eficaz y seguro de los sistemas eléctricos.

Este entorno actual del sistema de operación impone las siguientes dos condiciones en la distribución que se hacen necesarias mejorar mediante la automatización del sistema:

- **Condiciones normales:** existen actividades que actualmente se encuentran en manos de los operadores pues se encargan de ejecutar planes de conmutación para el mantenimiento planeado, seguimiento de la operación del sistema, consideraciones de la posibilidad de establecer configuraciones de funcionamiento óptimo, responder según los recursos presentes a sobrecargas o bajas tensiones dentro de los límites, mantenimiento general de información de control y la actualización de las estadísticas de gestión completadas hasta ese momento.
- **Condiciones de emergencia:** las fallas en la red son eventos no planeados por lo que controlarlas y restablecer el servicio es un proceso

que actualmente se realiza manualmente a través de los operadores pues estos se encargan de organizar la restauración de la red lo más rápido como sea posible lo que implica, la preparación y ejecución de planes de conmutación para aislar la falla, restablecer el suministro y realizar la reparación manual de los dispositivos de conmutación y control remoto afectados, así como verificación de la ubicación de la falla y comunicación del problema a los clientes afectados. En la Figura 2.2 se muestra los puntos críticos necesarios a mejorar de la red eléctrica actual de distribución,

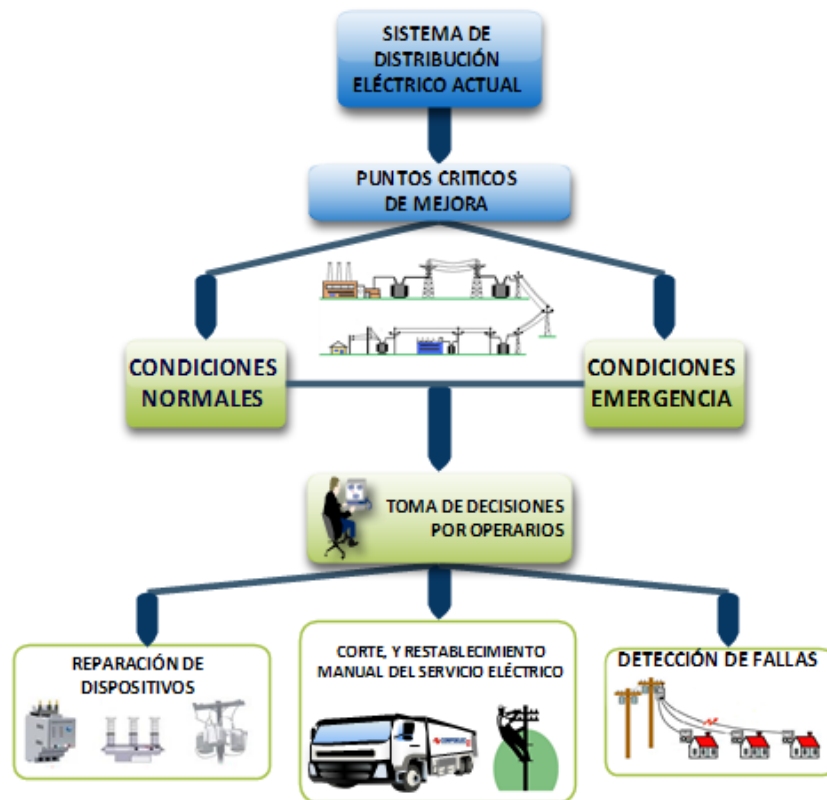


Figura 2.3. Puntos de mejora de la red eléctrica actual. Tomada De: Autoría Propia.¹¹

Operar un sistema el cual normalmente posee un porcentaje bajo de dispositivos controlados a distancia y que en su mayoría requiere de la operación manual de los equipos de campo. Este proceso requiere del uso de sistemas de apoyo de información automáticos que se integren y contribuyan de alguna manera en la

¹¹Tomada De: Autoría Propia



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

obtención de información en tiempo real para la resolución de adversidades que presente el sistema.

La automatización de los sistemas de distribución va desde el control de los procesos de las redes a el despliegue de control remoto de sistemas de comunicación adaptados a los dispositivos existentes, todo esto apoyado en un sistema de gestión DMS “Distribution Management System” el cual basa sus soportes en el sistema GIS “Geographic Information System” para la georeferenciación y clasificación de los dispositivos y elementos, además de la integración DAS “Distribution Automation System”, anteriormente mencionados.

El DMS permite conocer en todo momento el estado operativo de la red y su repercusión sobre los usuarios de la misma, coordina todas las funciones aguas abajo en tiempo real dentro de la distribución, maneja toda la información necesaria para controlar y gestionar adecuadamente la red. La clave para un DMS es la organización de una base de datos del modelo de la red de distribución, la posibilidad de acceso a toda la infraestructura de transmisión de información (Plataforma de Comunicación) y las aplicaciones necesarias para mantener y sustentar las tareas diarias de funcionamiento.

El DAS es un subsistema del DMS que incluye todos los dispositivos a control remoto a nivel de la subestación y los alimentadores o circuitos primarios (por ejemplo, interruptores, reconectores, seccionadores, transformadores, etc...), para lograr la automatización e integración de estos dispositivos inteligentes con posibilidad de control a distancia. Aunque esto podría sonar demasiado ambicioso para algunas partes de las redes de distribución actuales, ya que sufren importantes retrasos en el aspecto de comunicación e infraestructura que representan inversiones significativas, pero aun así la automatización del sistema eléctrico es la clave fundamental para alcanzar un mayor manejo de información y control para la toma de decisiones necesarias para lograr una operación más inteligente de la red de distribución, por lo que deben realizarse importantes esfuerzos económicos.

La selección de todos los componentes principales dentro de los sistemas de distribución inteligentes son claves para la mejora de los sistemas actuales, una vez definidos, los medios de comunicación y el protocolo tiene que ser seleccionado e integrado en la arquitectura completa de la DA “Distribution Automation”.

Existen dos enfoques básicos para la aplicación de DA, el Montaje de la instalación de control remoto para comunicación, y la Instalación de equipos de automatización específicamente diseñados para mando a distancia para reemplazar todos los equipos y dispositivos manuales de las redes existentes.

El punto principal de cualquier red eléctrica inteligente debe ser el sistema de control y gestión como se observa en la Figura 2.4, donde se observa la coordinación de todas las estrategias operativas. Incluso si el control distribuido y la operación se lleva a cabo, los resultados de tal acción deberá ser comunicada al punto de coordinación central.

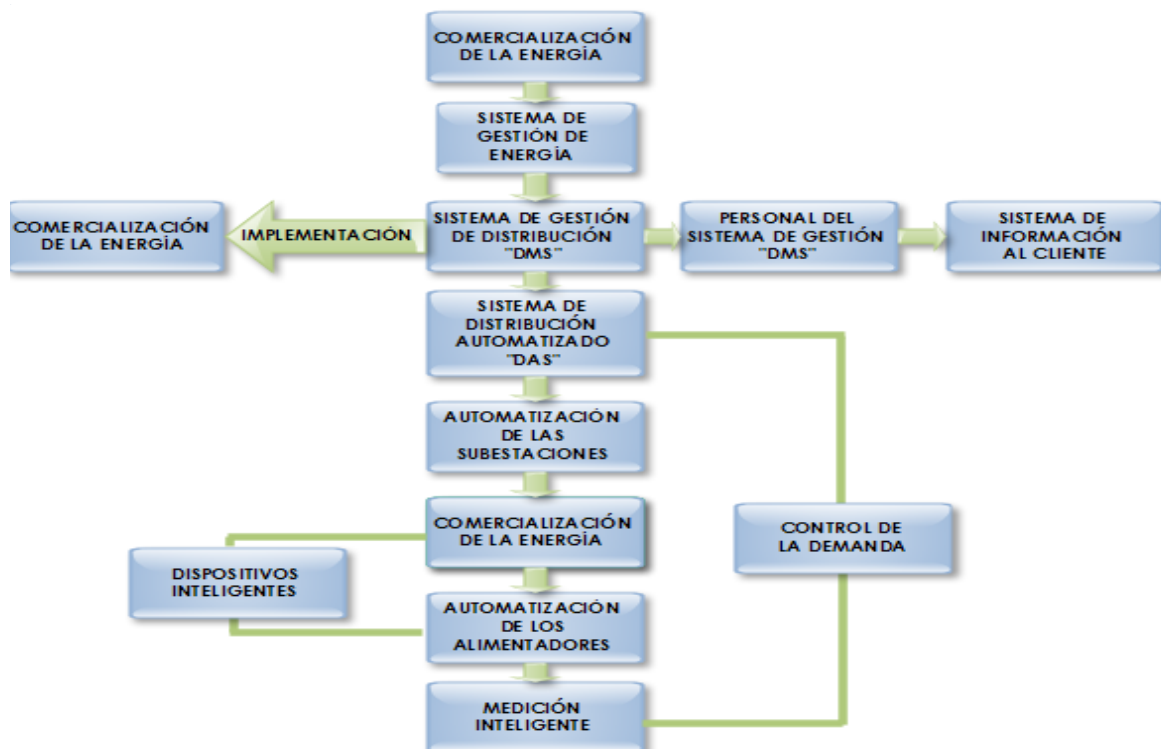


Figura 2.4. Diagrama explicativo de la estructura de la distribución automatizada.¹²

¹² Tomada De: Autoría Propia

Las redes de electricidad en todo el mundo están entrando en un período de cambio en las que se requieren mejorar los métodos de control y gestión, centrarse más en las necesidades y percepciones de los clientes empleando una combinación de tiempo real e información tecnología (IT) para apoyar la mejora de la eficiencia y efectividad en sus operaciones.

Los dispositivos electrónicos inteligentes tienen la capacidad de adquisición y transmisión de datos, en conjunto con una serie de sistemas integrados entre sí como lo es el sistema SCADA el cual funciona de manera autónoma para la presentación de datos, la salida de los controles, la activación de alarmas y registro de información lo cual permite facilitar y optimizar los procesos de la red.

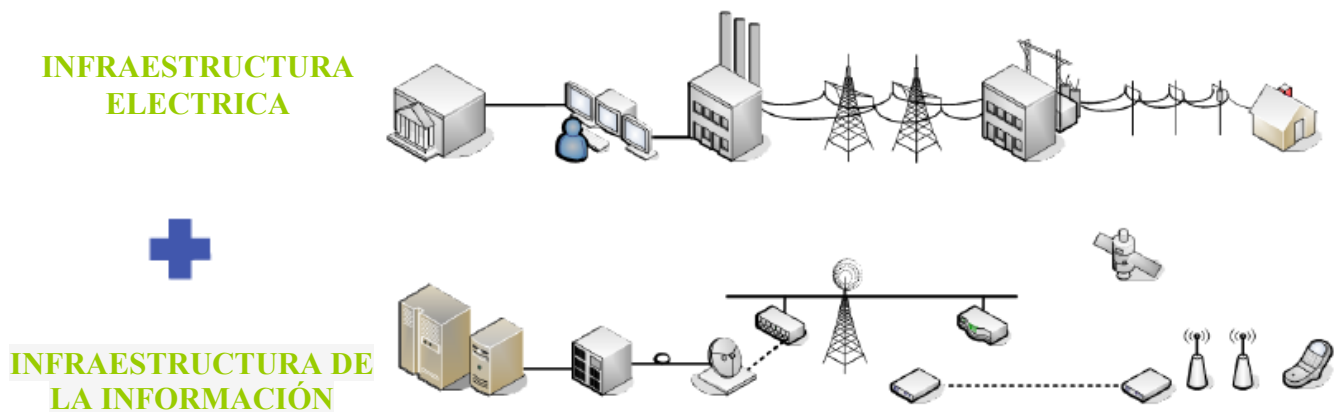


Figura 2.5. Estructura de redes eléctricas y comunicación. Tomada de: Autoría propia.¹³

2.8 ALCANCES DE LAS SMART GRID CON RESPECTO AL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL.

Las Smart Grid se enfocan en aumentar el potencial de cada faceta del sistema de suministro eléctrico, lo cual permite lograr dentro de todo el sistema eléctrico cambios significativos como:

¹³ Tomada De: Autoría Propia



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Ser un sistema que tenga la capacidad de anticipar y responder a las perturbaciones de la red, realizando la autoevaluación continúa de la misma. La red inteligente será capaz de prevenir interrupciones, en lugar, de simplemente reaccionar ante ellas, lo que le permitirá actuar más rápidamente.
- Sistema capaz de restituirse con mayor seguridad a ataques y desastres naturales, la red actual es muy sensible a las perturbaciones por medio de los desastres naturales, es por ello que la red inteligente a través de las directrices adecuadas podrán prevenir y enfrentar dichos problemas.
- Redes con capacidad de suministro de energía y parámetros de calidad adecuada a la era digital, ya que pueden garantizar de mejor manera la capacidad de generación instalada.
- Lograr propiciar y estimular el respeto a los reglamentos y normativas dentro del campo eléctrico.
- Estimular el aumento de la generación distribuida, incluyendo la autogeneración por parte del consumidor.

Otro particular es identificar el concepto de eficiencia dentro de los sistemas eléctricos entre los que podemos evidenciar características como:

- Reducción de Pérdidas de Energía
- Pérdidas Técnicas en la Red.
- Disminuir el Costo de operación por Red
- Energía no entregada.
- Disminuir el Costo por desarrollo de la Red
- Elevada utilización de las instalaciones de distribución.
- Mejora de la Calidad de servicio
- Regulación de tensión en la línea con interruptores en servicio.
- Regulación off-line: auto curable y adaptable.

- Resiste ataques y disturbios.
- Mejora de Interactividad
- Integrar datos y funciones.

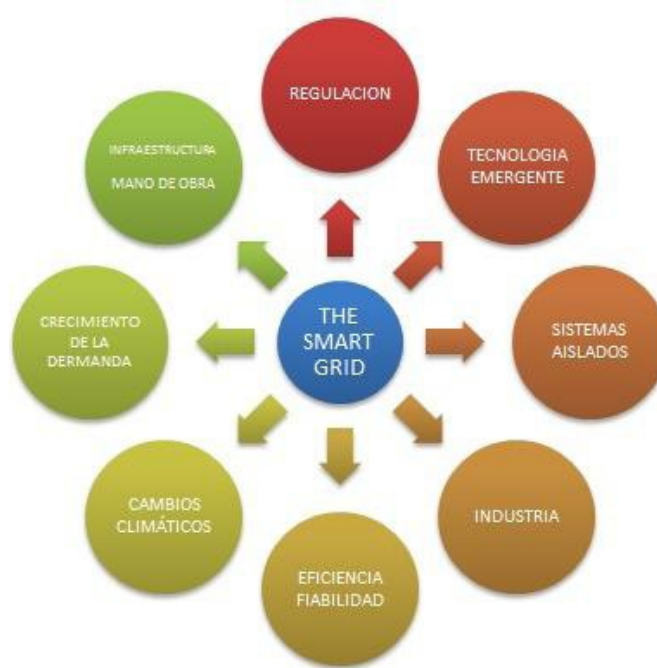


Figura 2.4- Caracterización de las Redes Eléctricas Inteligentes. Tomada De: Autoría Propia¹⁴

Así también existen otros sistemas que permiten:

- Incremento en la sonorización de las redes y comunicaciones
- Mantenimiento preventivo: CBM y gestión de vida
- Monitorización de cuellos de botella
- Supervisión compartida de múltiples redes geográficamente superpuestas.
- Sistemas expertos
- Apoyo en la toma de decisiones óptimas.
- Ajuste automático del sistema.
- Gestión de nuevos usos/demanda- Bidireccional.
-

¹⁴ Tomada De: Autoría Propia



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Nuevas arquitecturas de red eléctrica que permita obtener los beneficios asociados a las nuevas tecnologías.
- Sistemas avanzados que permiten gestionar la demanda

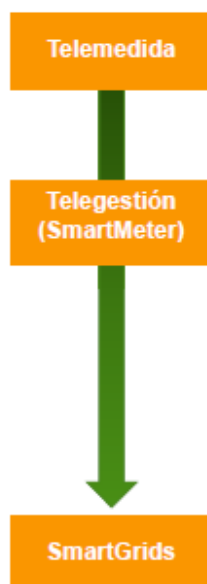
Por parte del operador: calidad del servicio

Por parte del usuario: concienciación energética, optimización del patrón de consumo.

Proliferación de dispositivos, que incorporen o permitan una gestión inteligente del consumo de energía, que puedan tener impacto en generación.

- Uso en períodos de baja tarifa
- Modos económicos de funcionamiento.
- Respuesta a nuevos usos (autos eléctricos)
- Soporta nuevos modelos de gestión.

Por lo que para llegar a una red eléctrica inteligente (REI) deberemos entonces tomar en cuenta ciertos parámetros que en la actualidad ya tienen mucha penetración en el mercado eléctrico como:



Telemetria: lectura de la energía de manera remota.

Contador, elemento pasivo de comunicación unidireccional.

Telegestión (SmartMeter): Implica una revolución del equipo de medida y por supuesto de la red.

Contador puede ser leído y gestionado de manera remota.



Las redes eléctricas inteligentes pueden denotar la formación o coexistencia de dos redes a través de su automatización e interconexión en la que los productores o suministradores de energía y los consumidores se interconectan entre dos redes, es decir se implementa una red bidireccional de información análoga a la de la electricidad, ofreciendo información integra con la finalidad de optimizar y agilizar la toma de decisiones en los procesos de gestión de la red eléctrica.

En la actualidad se están presentando algunos detalles sociales que no podemos dejarlos de lado, uno de ellos se presentan en la planta de trabajadores que colaboran para las diferentes empresas no solo del ámbito eléctrico sino en general y hay profesionales que dentro de su formación llevan una gama de conocimientos adquiridos por experiencia y otros por experticia en ciertos temas, pero todos pasarán por una jubilación, es decir se genera un alto costo por su remplazo.

El crecimiento en la energía eléctrica presente y futura, el valor del impacto ambiental debido al aumento en la capacidad de su potencia y el elevado costo por cortes eléctricos son entre otras características las que se presentan continuamente, pero las nuevas comunicaciones y tecnologías informáticas permitirán incrementar el potencial para monitoreo, control y la independencia para resolver problemas.

Por lo que se puede deducir que en una red de distribución que incluya una alta tecnología enmallada e inteligente, romperá el concepto radial y en una sola vía como la que tenemos hasta el momento, es decir se determina de forma inminente y necesaria el uso de medidores digitales avanzados, automatización, sistemas de comunicación y recursos energéticos distribuidos.



2.8.1 ALGUNOS DESAFÍOS DE SMART GRID.

- Asegurar que exista capacidad de transmisión para interconectar las fuentes de energía, especialmente las renovables al mismo tiempo que el impulso para su implementación.
- Desarrollar conexiones eficientes para el máximo aprovechamiento de energía solar, eólica marítima y geotérmica.
- Desarrollar arquitecturas descentralizadas habilitando sistemas de suministros de energía de menor magnitud con el fin de que operen con facilidad junto al resto del sistema.
- Crear una infraestructura de comunicación para lograr la operación de toda el área y su manejo dinámico en el mercado eléctrico.
- Permitir que los consumidores participen activamente en la operación del sistema.
- Permitir la generación, demanda y uso de energía inteligente.
- Utilizar beneficios de almacenamiento de energía.
- Preparar el camino para el uso de vehículos eléctricos, prestando todas las comodidades a los consumidores. (Subsidios e instalaciones residenciales).
- Asegurar el correcto uso de las centrales de generación.
- Considerar las limitaciones del sistema teniendo en cuenta el impacto ambiental.

- Establecer mejoras políticas y regulatorias sobre redes eléctricas inteligentes.

Las etapas, Operaciones Inteligentes, Mediciones Inteligentes y Redes Inteligentes, contienen diferentes ramificaciones que a medida del desarrollo de este trabajo de grado se expondrán y dando un criterio para que se logre una plena base para establecer una red eléctrica inteligente, con procesos y la posibilidad de crecer en capacidades y experiencia, para los involucrados no se puede descartar que se generaran fuentes de trabajo en torno a estas investigaciones tecnológicas y científicas con el fin de conseguir mejores resultados con los menores costos.

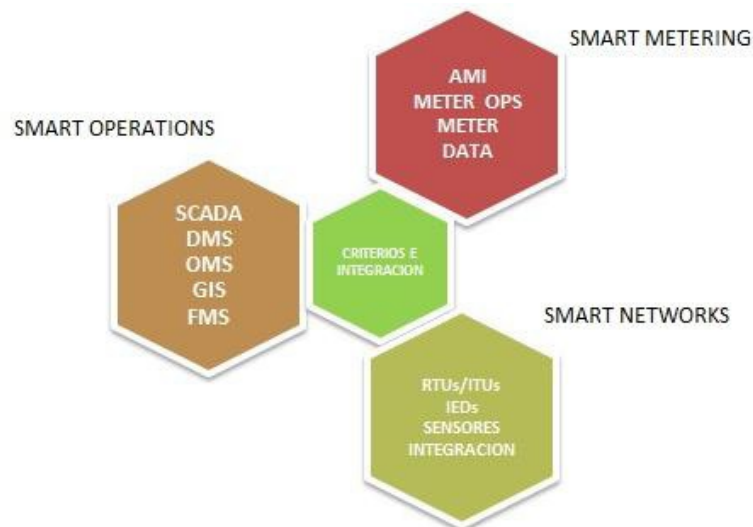


Figura 2.5- Criterios para una solución de Smart Grid. Tomada De: Autoría Propia.¹⁵

La falta de tecnologías estándares y maduras, aumentan el riesgo de inversión, además están las escasas pruebas piloto que no permiten que las estimaciones y supuestos considerados no sean totalmente fiables, por lo que:

- El denominado “Business case”: Los costos de inversión y operación son todavía elevados y por otra parte los beneficios que se pretenden conseguir son difícilmente cuantificables.

¹⁵ Tomada De: Autoría Propia



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- La concienciación: de las energías renovables, eficiencia energética, reducción de CO₂ y la necesidad de aumentar la inversión en las redes eléctricas.
- Las normativas de regulación. IEC / IEEE: En algunos casos impone limitaciones o barreras técnicas y en otras no genera incentivos suficientes para la inversión.
- Los accesos a fuentes de financiación: Con cambios repentinos en el modelo y el aumento de los riesgos de una actividad regulada permiten el aumento de costos de financiación haciendo menos rentables las inversiones.

De acuerdo a estas perspectivas la inversión pasa a tomar un punto crítico para su aplicación, debido a que la tecnología podría llegar a ser obsoleta entre 5 y 8 años y los costos estarían proyectados para 20 o más años. Este análisis financiero se podría contrastar con la eficiencia del sistema y si este significa ahorro. El costo por interrupción es considerable en el usuario final.

Debida a estas razones la Empresa Eléctrica Quito a través de su iniciativa ya tomada emprende la automatización de subestaciones mediante tecnología con IED's proporcionando beneficios tales como:

- Mejora de la calidad del servicio y la relación con el cliente, respondiendo a las interrupciones con prontitud.
- Aumentan la capacidad del operador para supervisar y controlar el sistema de abastecimiento eléctrico, en condiciones normales, anormales y de emergencia, proporcionando los datos en tiempo real, confiable y adecuado.
- Aumenta la eficiencia del sistema de abastecimiento eléctrico, reduciendo las pérdidas.



- Ayuda a los equipos de mantenimiento y protección, ofreciendo registros más fiables, significativo y oportuno de los históricos de funcionamiento.
- Mejora el análisis y planificación del sistema de alimentación, proporcionando un mayor acceso a los datos de las operaciones pasadas presentes y sus aplicaciones.

2.8.2 EL CAMBIO CULTURAL DE EMPRESAS ELÉCTRICAS Y CONSUMIDORES.

Entre las proyecciones de las empresas eléctricas deberán existir las interrogantes propias de una red eléctrica tan grande e inteligente, debe haber un constructor, es decir un diseño del proyecto, supervisión y posterior implementación.

Estudios realizados han demostrado que al desconectar los equipos de las fuentes de poder se pueden ahorrar un significativo valor en corriente y por ende en sus facturas mensuales. Se podría deducir entonces que la causa para los grandes consumos de energía se relaciona directamente a la tecnología y sus posibles soluciones para ahorro energético.

El Smart Metering ingresa entonces en ésta planificación inteligente, permitiendo a los hogares supervisar el uso de la energía enviando en tiempo real datos a sus proveedores de energía, su inversión será costosa por la tecnología necesaria en su desarrollo.

Las tecnologías de energía inteligente pueden ofrecer beneficios excepcionales, permitiendo comunicar a los proveedores y los clientes, abriendo el camino para ajustar el consumo a las condiciones y los precios en tiempo real. Esta respuesta a la demanda contrasta con el sistema tradicional en el que el suministro debe cubrir la demanda.



2.9 AUTOMATIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Una Red Eléctrica Inteligente o Smart Grid busca o tiene como fundamento el ir,

- de, la Operación manual y reacción basada en experiencia para situaciones críticas
- a, Red inteligente de autorecomposición.

Para lo cual es necesario proveer una base de datos Smart Grid y realizar su respectivo monitoreo, un analizador de sección, RTU's, controladores y reconectores, etc.

Obteniendo beneficios notables en reducción de cortes energía a través de funciones de “auto-recomposición”, sistemas para aislamiento de fallas y restablecimiento del sistema mediante un análisis de redes.



CAPITULO III

INTEGRACION DE UNA RED SMART GRID

Un sistema de distribución generalizado puede contener AMI, DA, y altos niveles de Gestión de Distribución, cada una de estas tecnologías tiene ciertas implicaciones para el diseño del sistema. Sin embargo, una verdadera red inteligente no trata a estas tecnologías por separado. Por el contrario, una red inteligente integra las funciones de AMI, DA, y DMS (Sistema de gestión de distribución) de modo que el total de los beneficios son mayores que la suma de cada parte.

Actualmente, los sistemas de distribución están diseñados para entregar energía a los clientes dentro de ciertos límites de tensión sin sobrecargar el equipo. En una red Smart Grid, estos criterios se dan por sentados. Los lineamientos en las cuestiones de diseño para una red Inteligente serán entonces el costo, la confiabilidad, la flexibilidad de la generación, y la elección de los usuarios. Por los que se considera mostrar de manera ejemplificada y conceptualizada las etapas que están siendo planteadas para conseguir un Smart Grid, así:

Fase I:

- Investigación y desarrollo de tecnologías y aplicaciones
- Pruebas en campo para validar las soluciones
- Estandarización

Fase II:

- Introducción de un sistema de soluciones probadas
- Aplicación de modelos piloto técnico y económico

De esta manera se busca incentivar la inversión y que se reduzca los riesgos. Por tal razón es necesario establecer la consolidación de los siguientes niveles dentro

de un grupo compacto para conseguir un Smart Grid a la altura de satisfacer los lineamientos antes mencionados.

- **Nivel 0: Nuevas tecnologías de generación**
- **Nivel 1: Smart Transmission networks**
- **Nivel 2: Smart Distribution Networks**
Alto nivel de automatización (AMI), monitorización y control de la red (SCADA). SmartMetering, Sistema de Georeferencia (GIS).
- **Nivel 3: Smart Integration**
Generación distribuida (DMS). Vehículo eléctrico.
- **Nivel 4: Smart Energy Management**
Gestión activa de la demanda. Mejora de la eficiencia energética. Nuevas formas de comercialización.
- **Nivel 5: Smart Customers**
Los clientes conocen y participan de los nuevos servicios.

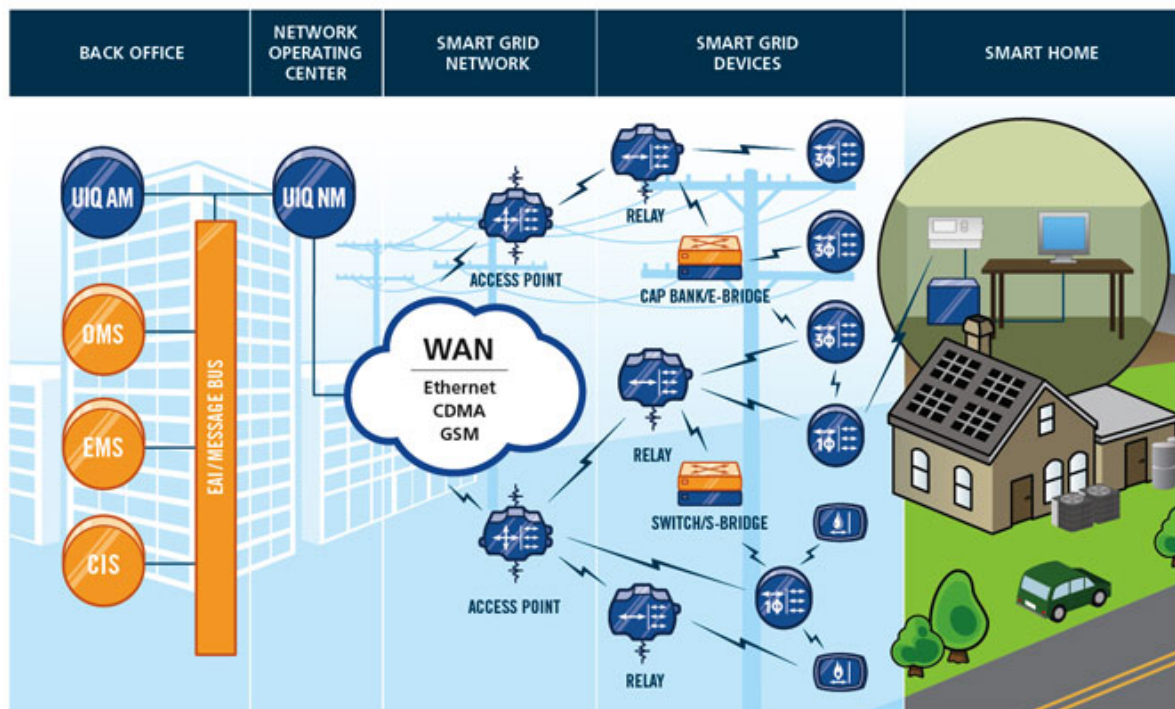


Figura 3.1- Niveles Smart Grid. CENACE, Desarrollo Smart Grid.¹⁶

¹⁶ Tomada De: CENACE, Desarrollo de SMART GRIDS, Proyecto Redes Eléctricas Inteligentes



3.1 DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Una visión de la red moderna debería incluir dentro de sus características las cualidades de auto recuperación, confiabilidad y seguridad para garantizar cierta calidad en el servicio. Para lograr estas cualidades, uno de los aspectos más importantes es la detección y localización de fallas en el sistema de distribución. Por consiguiente, una red Smart Grid debe estar conformada por dispositivos y métodos que ayuden a la detección y localización temprana de fallas, para esto se analizara la importancia del análisis en tiempo real y la utilización de nuevas técnicas como las redes Neuronales para la detección de fallas.

3.1.1 ANALISIS EN TIEMPO REAL

Para el sector eléctrico es cada vez más necesario controlar y analizar mejor los sistemas de distribución, y para una red Smart Grid esta es una de las principales prioridades. La planificación y el funcionamiento de las redes cada vez es más complejo. El análisis en tiempo real está siendo visto como necesario para lograr la eficiencia operativa y una aceptable la calidad del servicio. Estos se lograrán con la combinación de circuitos computarizados de análisis de medidas en tiempo real de los parámetros de la red (voltaje y corriente en la red) y las salidas (consumo del cliente).

Con los instrumentos analíticos, opciones de visualización, y sistemas de control, el análisis en tiempo real permitirá que los operadores de la red gestionen de forma activa la red para lograr una mejor eficiencia operativa y para anticipar y evitar interrupciones del servicio y otros problemas de funcionamiento. La mayoría de las herramientas necesarias para el análisis en tiempo real ya están disponibles. Equipo de análisis del flujo de carga han sido utilizados por empresas de servicios públicos de transporte y distribución por décadas para simular y analizar la tensión, corriente, y el flujo de potencia real y reactiva del sistema para la planificación y las operaciones. El SCADA



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

(Supervisory Control and Data Acquisition) ha llegado a ser de uso casi universal de las empresas de distribución y hace posible el seguimiento y control en línea de los generadores, las líneas de transmisión, subestaciones, líneas de distribución, y de equipos y dispositivos.

Los medidores Inteligentes, en la última década, se han convertido en una importante y ampliamente herramienta utilizada no sólo para la lectura de medidas residenciales y comerciales, sino también para la adquisición de datos sobre el sistema de distribución.

Los desafíos para el análisis en tiempo real y la gestión activa de la red incluyen la consecución del pleno despliegue de SCADA , contadores inteligentes, la obtención del ancho de banda necesario y velocidad de las comunicaciones de datos, la integración de datos provenientes de distintas partes de la red y distintos de hardware y software, el perfeccionamiento de los métodos computacionales, y aprender a utilizar el resultados para la planificación y operación de la red, logrando la transformación del diseño de la red de distribución para aprovechar al máximo el control.

Para ello debemos tener en consideración los siguientes puntos:

- Definir el análisis en tiempo real;
- Analizar por qué el análisis en tiempo real es necesario y útil;
- Describir cómo el análisis en tiempo real se pueda hacer para trabajar en las líneas de distribución.

3.1.2 DEFINICIÓN DE ANÁLISIS EN TIEMPO REAL

Este es un nuevo término, en búsqueda de un nuevo enfoque de las operaciones de la red de distribución eléctrica, las cuales requieren del análisis en tiempo real y busca la gestión activa de la red.



3.1.3 ANÁLISIS EN TIEMPO REAL DE LA RED

EL análisis en tiempo real de la red es la combinación de circuitos informáticos modelando y analizando los consumos en tiempo real de los consumos de los clientes y los datos de la fuente de alimentación para determinar las tensiones y corrientes en todos los elementos (líneas, equipos, dispositivos) en la red. El Análisis se hace de manera continua para determinar en tiempo real las características de la red con el fin de lograr la gestión activa de la red.

Los datos en tiempo real y los resultados de cálculo se utilizan para facilitar el despacho de la generación, cambios de línea, el control en línea de equipos y dispositivos, y el control de la carga del cliente para alcanzar las metas operacionales. El Análisis en tiempo real proporciona dos importantes resultados:

- Cálculo del presente y futuro a muy corto plazo los valores de voltaje y corriente para los elementos de red que no son medidos y controlados en tiempo real.
- Informa y muestra los datos medidos y calculados en formatos y en las plataformas, que puede ser entendido y utilizado por los operadores de sistemas, analistas para gestionar de forma activa la red.

3.1.4 ESTIMACIÓN DE ESTADO EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

La estimación del estado transmisión y generación (G & T) es ampliamente utilizado por los centros de control, no sólo para calcular en tiempo real la condición de la generación y transmisión en la red, sino también para estimar la condición de la red en el futuro inmediato. La capacidad de extrapolar con exactitud el estado actual para el futuro inmediato, junto con el diseño de un



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

sistema adecuado de controles, permite la gestión proactiva de los elementos controlables para lograr las metas operacionales como la economía, la eficiencia, la confiabilidad, el impacto medioambiental, etc.

Si bien el análisis de redes por G & T tiene su propio conjunto de complicaciones y dificultades, tiene una ventaja significativa sobre el control de los sistemas de distribución. El G & T, tiene un número limitado de grupos de generadores, líneas de transmisión, equipos y dispositivos, hasta el cual es técnica y económicamente viable para medir y comunicar a un ordenador central todos los datos necesarios para todos los nodos y elementos importantes en el sistema de G & T.

3.1.5 ESTIMACIÓN DE ESTADO EN DISTRIBUCIÓN

El análisis en tiempo real para distribución es un requerimiento para la estimación de estado en distribución, o el proceso de predecir las condiciones en el futuro cercano del sistema de distribución. Debido al enorme número de nodos y elementos de cualquier sistema de distribución (por ejemplo, cientos o miles de veces más que para G & T), es técnicamente imposible obtener de manera continua el modelo de la red de distribución en tiempo real. Incluso si estos modelos fueran técnicamente viables, sería prohibitivamente costoso.

3.2 GESTIÓN ACTIVA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DINÁMICO

Los Sistemas de distribución eléctricos son dinámicos, es decir, las condiciones de la red de distribución cambian continuamente en función de una serie de factores. La demanda de energía y el consumo de la misma varían continuamente con el tiempo, a veces con grandes y frecuentes cambios en la magnitud.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Algunos cambios son poco frecuentes y previsibles, como los derivados de las acciones de los empleados de servicios públicos (de conmutación para la construcción y el mantenimiento, la conexión de nuevos clientes, y la desconexión de los clientes existentes). Otros más frecuentes y menos previsibles son el resultado de los cambios automáticos de regulación de voltaje, la compensación reactiva, etc. Si bien los sistemas de distribución eléctricos son dinámicos, sin supervisión, análisis y control basado en el análisis en tiempo real, el sistema debe ser planificado, construido y operado como si fueran sistemas estáticos. La planificación, construcción y operación debe basarse en la probabilidad de predecir las condiciones y situaciones de contingencia que a su vez se basa en la topología de la red conocida y condiciones de carga.

El análisis en tiempo real permitirá que los ingenieros y los operadores pasen de las operaciones de cambio estático, basado en predecir los escenarios, a la vigilancia activa y el control de la red de distribución. Este cambio permitirá la toma de decisiones y el control de equipos y dispositivos basados en la información completa del sistema tal como existe en ese mismo momento, o incluso poco antes, así como a la condición de del sistema en un tiempo muy corto en el futuro.

El conocimiento de la realidad y las características del sistema eléctrico en tiempo real, junto con la historia del pasado inmediato y las predicciones de las condiciones de un futuro inmediato, permite la posibilidad para cambiar el flujo de potencia a otras líneas, cambiar los taps en transformadores, controlar la gestión de cargas, el despacho de generación distribuida, y hacer otras modificaciones del sistema para lograr las metas operacionales relacionados con la economía, la eficiencia, la fiabilidad, de impacto medioambiental, servicio al cliente, seguridad, y seguridad.

3.2.1 MEJORAR LA PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA

La capacidad para determinar y documentar la carga del sistema y las condiciones de voltaje de forma continua proporcionará sustancialmente mejores



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

datos para utilizar en la planificación del crecimiento del sistema la cual ya no se limita a la previsión del futuro sobre la base de las condiciones de un puñado de escenarios históricos de carga.

Aún más importante, el análisis en tiempo real y la gestión activa de de la red configurará una utilidad para planificar el futuro con más precisión y flexibilidad, en lugar de utilizar métodos redundantes y el exceso de capacidad, los operadores serán capaz de planificar con mucha más precisión y flexibilidad.

La capacidad de observar el rendimiento real de cada área del sistema permitiría revisar periódicamente el sistema de planificación en busca de mejorar, retrasar o acelerar según sea necesario.

3.2.1.1 PROPORCIONAR LA CAPACIDAD DE RESPONDER A NUEVOS REQUISITOS DE SERVICIO AL CLIENTE

Durante décadas, ha habido pocos cambios en los criterios básicos para la planificación y el funcionamiento del sistema de distribución.

La carga del sistema, ha cambiado en densidad y magnitud, la capacidad de los equipos y la eficiencia de los mismos, pero los fundamentos de la planificación y las operaciones del sistema siguen siendo los mismos. En los últimos años, una variedad de requerimientos de los clientes han surgido afectando dramáticamente la planificación y el funcionamiento de la red eléctrica. Estas cuestiones incluyen:

- Control y calidad de la Potencia (armónicos, flicker, interrupciones momentáneas, regulación de voltaje, la conexión a tierra, etc.).
- Confiabilidad del Servicio (cero interrupción del servicio).
- Flexibilidad del Servicio.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Las ofertas de energías renovables (que proporciona opciones a los clientes a comprar una parte o la totalidad de sus necesidades de energía "verde").
- Instalaciones de generación distribuida (solar, eólica, pilas de combustible, los motores convencionales o CT) instalados por los clientes en función de la economía, la fiabilidad, o de impacto ambiental.
- La generación distribuida instalada en las instalaciones del cliente (en lugar de T & D de construcción, para reducir las pérdidas, para regular la tensión, aumentar la fiabilidad, para tomar ventaja de los combustibles renovables, etc.).
- Opciones almacenamiento Distribuidos utilizados por los clientes (vehículos eléctricos híbridos, tecnología avanzada de pilas, UPS).

Si bien no es una certeza de que cualquiera de estos temas tendrían un impacto grande en los sistemas de distribución, es probable que estos y otros cambios se produzcan con más frecuencia y con mayor impacto acumulativo, razón por la cual, el análisis en tiempo real es la única forma completa y manejable que permitirá dar cabida a esos nuevos requerimientos y tomar ventaja de ellos mismos.

3.3 IMPACTO DE LAS TECNOLOGÍAS EN EL DISEÑO DE REDES INTELIGENTES

El análisis tiempo real en distribución no es posible hoy en día. El aspecto más cercano es el análisis automatizado de corte de gestión basado en un detallado circuito eléctrico de modo que se adapta a los aportes de datos de SCADA y OMS. En búsqueda de pasar de la gestión activa de la red solo durante eventos de contingencia a la continua gestión activa la de la red, se necesitan varios aspectos como son:



3.3.1 Un Modelo de circuito Detallado

Equipos de análisis del flujo de carga han sido utilizados por empresas de servicios públicos de transporte y distribución por décadas para simular y analizar la tensión, corriente, y el flujo de potencia real y reactiva del sistema para la planificación y operaciones de la red.

Precisar y detallar un modelo de circuito es la base del análisis en tiempo real, mientras que algunas variables necesarias son medidas para lograr la precisión en tiempo real. Parte del reto de análisis en tiempo real será el desarrollo de algoritmos que puedan establecer un nivel aceptable de exactitud sin conocer la impedancia de los principales transformadores a los lugares de medición.

3.4 OBTENIENDO DATOS

3.4.1 SCADA

El SCADA es un sistema de adquisición, almacenamiento y procesamiento de datos e información en tiempo real, asociada a variables que inciden en procesos productivos, relacionados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, tanto en las empresas de servicios, como en la industria.

Es una aplicación de software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador.

También provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros usuarios supervisores dentro de la empresa (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.).



Comprende todas aquellas soluciones de aplicación para referirse a la captura de información de un proceso, no necesariamente industrial, para que, con esta información, sea posible realizar una serie de análisis o estudios con los que se pueden obtener valiosos indicadores que permitan una retroalimentación sobre un operador o sobre el propio proceso, tales como:

- Indicadores sin retroalimentación inherente (no afectan al proceso, sólo al operador):
 - Estado actual del proceso. Valores instantáneos;
 - Desviación o deriva del proceso. Evolución histórica y acumulada;
- Indicadores con retroalimentación inherente (afectan al proceso, después al operador):
 - Generación de alarmas;
 - HMI Human Machine Interface (Interfaces hombre-máquina);
- Toma de decisiones:
 - Mediante operatoria humana; ó, Automática (mediante la utilización de sistemas basados en el conocimiento o sistemas expertos).

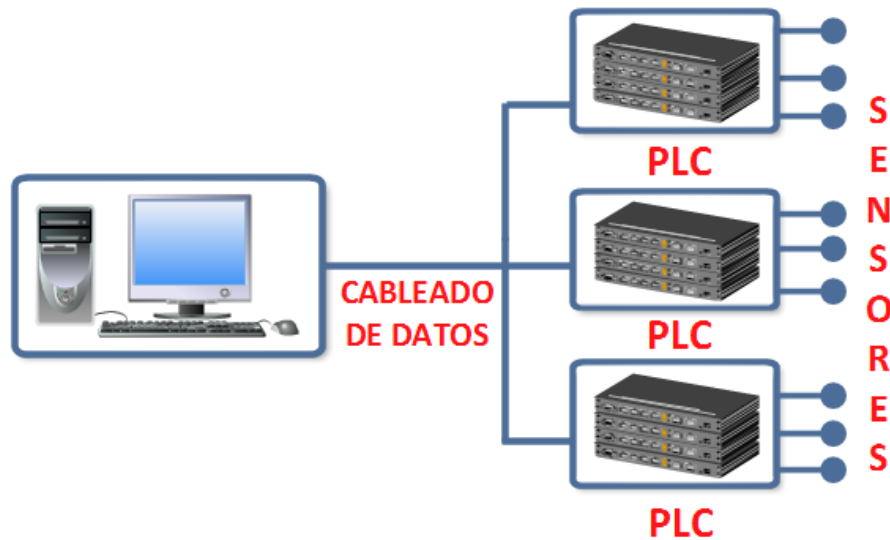


Figura3.2. Configuración de un Esquema de un sistema típico SCADA¹⁷

El análisis en tiempo real requiere datos medidos en las fuentes (generadores / líneas de transmisión / subestaciones y barras) de potencia y energía. Afortunadamente, SCADA ha sido de uso casi universal en las empresas de servicios públicos de transporte y distribución de energía. Esto hace posible el seguimiento y control de los generadores, las líneas de transmisión, subestaciones, líneas de distribución, en línea de equipos y dispositivos.

El Análisis en tiempo real requiere la información de las subestaciones (u otro punto de la fuente) y cada línea de distribución:

- Status de encendido / apagado o cambiar el estado actual del dispositivo.
- Corriente para cada fase.
- Factor de potencia de cada fase.
- Voltaje de cada fase.

¹⁷ Tomada De: Autoría Propia



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

En la medida en que se dispone de datos de SCADA para algunos elementos o nodos de la red de distribución, estos pueden ser incorporados en el análisis en tiempo real para mejorar la utilidad y precisión de los resultados.

Los sistemas SCADA en la mayoría de los sistemas de distribución pueden proporcionar lecturas por lo menos cada 15 minutos inclusive con mucha más frecuencia, tan a menudo como cada pocos segundos.

Debido a estos condicionantes presentes en la inserción de una red Smart Grid en el sector eléctrico actual, donde el control y monitoreo es sumamente importante, las empresas de distribución deben tener en cuenta la mejora de los principales equipos que proporcionarán una adecuada supervisión al nuevo sistema, esto significa tener en cuenta dispositivos electrónicos IED, RTU, que complementen el Sistema SCADA.

3.4.2 IED “Intelligent Electronic Devices”

Los IED pueden transmitir o recibir correo electrónico, incluida la información relativa a la operación del sistema eléctrico y la información propia de los IED. La memoria de los IED puede almacenar las instrucciones del software realizado por el procesador para enviar la salida a la interfaz de circuito de potencia para operar un dispositivo de protección contra fallas si la información recibida de la interfaz del circuito indica un evento de falla en el sistema de energía.

El dispositivo también puede incluir una segunda memoria de almacenamiento temporal de datos para ser utilizada por el procesador para la transmisión y recepción de correo electrónico hacia y desde el sistema remoto. La segunda memoria puede almacenar informes en relación al sistema de energía como: la situación relativa al sistema, los datos de medición, registros de eventos relacionados con el circuito alimentador, los datos de cambio de estado y los archivos de documentación.

La memoria puede almacenar las instrucciones del software realizado por el procesador para la validación del sistema remoto antes de recibir correo electrónico desde el sistema remoto, además de almacenar las instrucciones para la interpretación de correo electrónico que incluye la configuración, el código de operación, las solicitudes de información y los comandos.

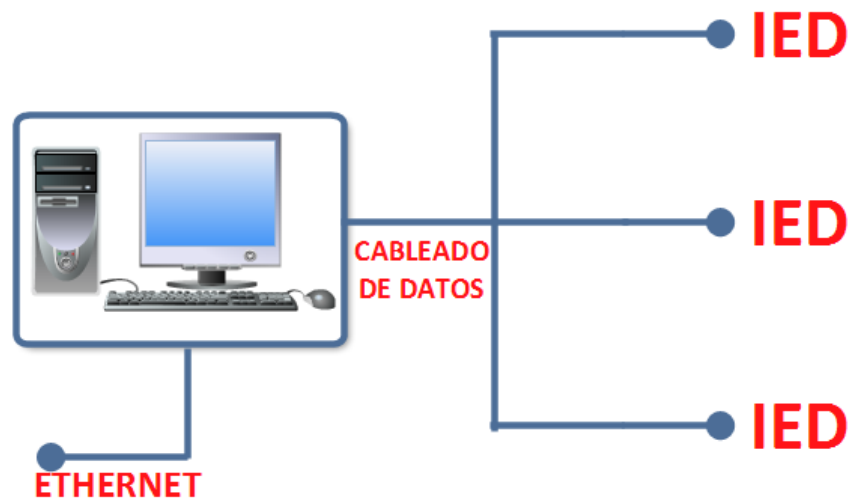


Figura3.3. Configuración IED en un Sistema SCADA¹⁸

Como se observa en la Figura 3.3 un IED incluye: procesador, memoria, un puerto de comunicaciones con el controlador local, y un puerto de comunicaciones a Internet, también puede incluir un buzón de correo electrónico y un circuito interfaz para el sistema de alimentación que comunica con el sistema de alimentación encargándose de supervisar, controlar y proteger los circuitos, aparatos y equipos utilizados en la distribución de energía eléctrica. El circuito interfaz puede comunicarse con el procesador.

En algunas implementaciones, el circuito incluye su propia capacidad de procesamiento, en otras la capacidad de transformación que necesita el circuito es provista por el procesador.

¹⁸ Tomada De: Autoría Propia



Figura3.4. Estructura del IED¹⁹

La memoria de los IED puede almacenar:

- Datos de configuración que describe cómo los dispositivos en el sistema eléctrico están configurados.
- Datos de secuencia de eventos, los datos proporcionan un registro de eventos que se producen durante el funcionamiento del sistema eléctrico.
- Datos oscilográficos que proporcionan datos gráficos relativos a la operación de dispositivos particulares en el sistema de energía.
- Manual de operación que describe el funcionamiento del IED.
- Tablas y gráficos de procesos de atención a los clientes o una línea de diagramas que muestran el arreglo del circuito de uno o más dispositivos en el sistema de energía.
- Archivos de aplicación específicos para el uso del procesador.

Para habilitar la alta fiabilidad de comunicación dentro del SCADA y la conexión con los IED, se hace necesario que el sistema sea compatible con las siguientes características:

¹⁹ Tomada De: Autoría Propia



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Tiempo de sincronización: Velar que la unidad responda con el tiempo de sincronización y la precisión requerida. La industria eléctrica requiere una precisión inferior al milisegundo, lo cual que no se puede lograr sin procesadores rápidos y una señal de la hora exacta de un receptor GPS.
- Almacenamiento y reenvío: implementación de una extensión de redes de radio sin necesidad de la utilización adicional de costosos equipos RF (Radio Frecuencia), lo que añade tolerancia a fallos y mejora a la fiabilidad general del sistema.
- Doble enlace de comunicaciones: para la mejora del sistema se necesita la doble comunicación a través de dos vías de mensajería con reconocimientos en ambos enlaces, lo cual permite el intercambio de datos a través de los RTU.
- Enlaces alternativos: equipar las unidades con múltiples enlaces aumenta las probabilidades de que las comunicaciones lleguen a su destino, Por ejemplo, si una ruta falla, se puede utilizar la ruta 2 o la ruta 3 o cuantas alternativas de enlaces se establezcan.
- Velocidad de datos: cuanto mayor sea la velocidad de datos más rápido la unidad puede adquirir y actuar sobre información de I/O.
- Dos vías de radio operación: apoyo a múltiples tipos de espectros de radio proporcionan flexibilidad, especialmente en las zonas con alta interferencia RF (Radio Frecuencia): celular portátil de dos radio vías, troncal Análogo/digital, MAS de 900 MHz, módem celular (GPRS)
- Informe de excepción: Permite la rápida presentación de informes de las condiciones de alarma, sin embargo, minimiza el uso de canales porque el sistema sólo informa cuando es necesario.



3.4.3 Unidad terminal remota (RTU)

Es el dispositivo que permite la comunicación de un sistema local con un sistema central. Los RTU varían dependiendo de su complejidad y funcionalidad. Los RTU más complejos son aplicados en líneas de transmisión y en subestaciones primarias formando parte del sistema SCADA mientras que los menos complejos son usados en los bloques de conmutación de los alimentadores. Los RTU proporcionan inteligencia superior de comunicaciones y han avanzado lentamente hacia un diseño adecuado a las exigencias actuales, sin embargo, los mercados eléctricos determinan la cantidad de cambio a lo que los sistemas eléctricos pueden adaptarse.

El uso de RTU se centra sobre el control remoto pero con una mayor demanda de aplicaciones de comunicación, flexibilidad del protocolo, flexibilidad de programación y la integración de la interfaz de dos vías de adquisición de datos para el proceso de control de equipos. El tamaño, la complejidad y el costo de una RTU están directamente relacionados con:

- La cantidad y el tipo de datos que deben recogerse (número de entradas / salidas).
- Los diferentes tipos y números de dispositivos que desean controlar.
- La cantidad y complejidad de los datos locales para ser procesados.

Los RTU aplicados a nivel de distribución deben ser del menor costo posible y con la funcionalidad apropiada para las aplicaciones de este nivel de la red, a pesar de su diferencia con respecto a la complejidad, todos los RTU son fundamentalmente lo mismo. Los RTU se conectan a los equipos físicos del sistema y leen los datos de estado o de medición analógicos convirtiendo las señales eléctricas de los equipos en valores digitales transmitiéndolas al maestro SCADA mediante comandos como se muestra en la Figura 3.4, siendo capaz de realizar operaciones como abrir o cerrar un interruptor, ajustar la tasa de transmisión y variación de valores de medida como voltaje y corriente.

Un sistema puede contener varios RTUs; siendo capaz de captar un mensaje direccionado hacia él, decodificándolo, actuando, respondiendo si es necesario, para luego esperar por un nuevo mensaje. La conexión entre el RTU y los dispositivos de Campo es muchas veces realizados vía conductor eléctrico. Usualmente, el RTU provee la potencia para los actuadores y sensores, y algunas veces éstos vienen con un equipo de soporte ante falla en la alimentación de energía (UPS, uninterruptible power supply).

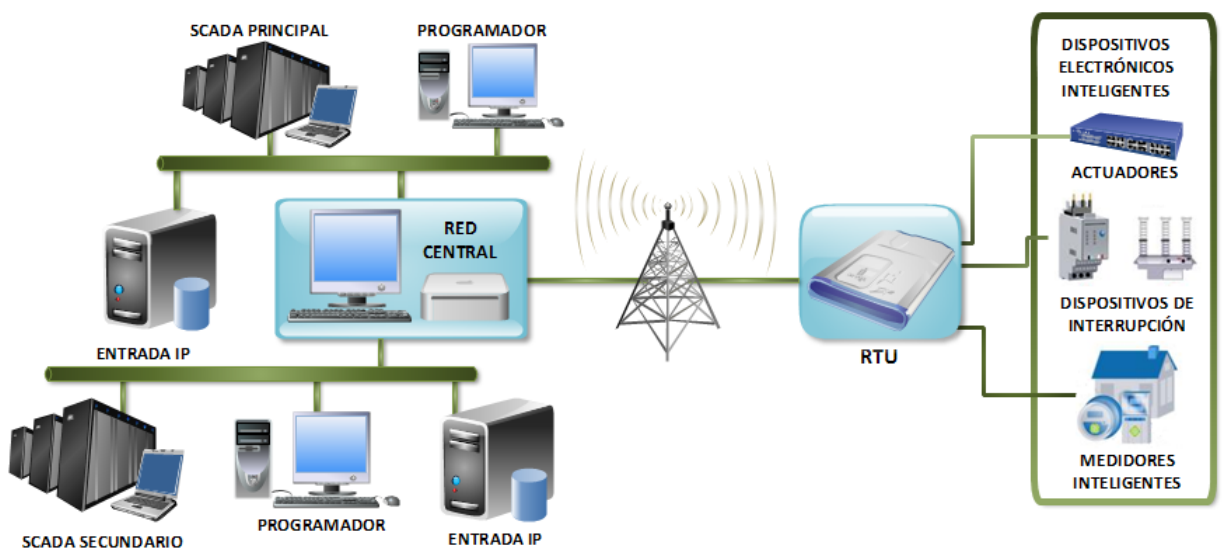


Figura3.5. Interfaz de funcionamiento de los RTU en los sistemas de Distribución.²⁰

Los RTU poseen la característica básica de almacenamiento de datos, esta capacidad de almacenamiento de los distintos elementos de datos (por lo general las mediciones) permite lograr la base de mecanismo para la adquisición y procesamiento de información. Además, estos datos pueden ser transferidos a la unidad maestra con independencia del momento de la recolección, así como se prevé su transferencia en la dirección opuesta desde la unidad maestro al proceso.

²⁰ Tomada De: Autoría Propia



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Agrupaciones de datos proporcionan una mayor flexibilidad dentro de la RTU por lo que es posible recoger datos de forma asincrónica tanto del proceso como de la unidad maestro, es posible reunir un gran número de cambios en los valores durante un corto período de tiempo mediante el mecanismo de buffer que es parte del proceso de puesta en cola. Los datos recogidos podrán ser tratados en diferentes formas, liderizando desde el menos al más avanzado e inteligente RTU.

Las características claves de hardware de los RTU que le proporcionan un alto rendimiento incluyen:

- **Modularidad:** los RTU son sistemas que utilizan un enfoque modular que les permite flexibilidad de la CPU, I/O y configuraciones radio/modem, los módulos RTU ofrecen configuraciones que tienen como misión permitir la expansión rápida según lo amerite el cambio.
- **Gestión de energía inteligente:** respaldo de batería y optimización de la temperatura de compensación de la carga de la batería para sobrecarga y descarga de la protección. Algunas ofrecen la vida útil precisa de la batería para permitir alarma o procedimientos de apagado.
- **La temperatura y el ambiente:** Temperatura de funcionamiento: de -40°C a $+70^{\circ}\text{C}$, funcionamiento en humedad: 5% a 95% de humedad relativa a 50°C sin condensación, aislamiento de entrada: 2.5 kV DC/AC entre la entrada y la lógica del módulo. Protección contra sobrecarga y cortocircuito: límite de corriente constante con recuperación automática. Por lo general los RTU varían en tamaño, los pequeños están configurados para tener, como mínimo, una tabla de I/O de 16 entradas digitales y 8 salidas digitales, una tarjeta para cargar la batería, una serie de puertos RS-232 para el control de la estación central, una unidad de exhibición de control local, y un módem integrado. Esta configuración mínima cumple con la mayoría de los requisitos para los dispositivos de control remoto.



La funcionabilidad de los RTU se puede acoplar con los sistemas PLC (controladores programables lógicos).

Los PLC se desarrollaron para automatización de procesos industriales donde se hace hincapié en la medición de datos, así como la realización de operaciones lógicas en los datos de medidas de control. Las diferencias básicas entre los dos dispositivos es la capacidad de almacenar y transmitir los datos al maestro además de la estructura de programación, ya que los RTU originalmente siempre han tenido una mayor capacidad de comunicación a diferencia de los PLC los cuales tienen una estructura de programación mucho más avanzada, con el tiempo estas diferencias se han ido minimizando, para alcanzar una mayor compatibilidad entre ambos dispositivos.

Con la amplia gama de RTU (unidad terminal remota) y los PLC actualmente en el mercado, es difícil elegir entre cualquiera de los dos por ello los encargados de tomar esta decisión enfrentan varios desafíos, los RTU y PLC comparten algunos detalles de diseño pero aun así se mantiene la confusión de la industria, la discusión sobre cual establecer como unidad pues los RTU y los PLC se distinguen en aspectos como la modularidad y rendimiento con respecto al CPU. Con las aplicaciones de control remoto para controles en los sistemas SCADA es más factible la implementación de los RTU pues proporciona más fiabilidad en el momento de la obtención de datos además que tiene más compatibilidad con el sistema de control SCADA.

La mayor parte del control se realiza automáticamente por los RTU o PLC, las funciones de control del sistema son habitualmente limitadas al sitio de la intervención y al nivel de supervisión. Los RTU son dispositivos especiales por lo que ha habido una falta de normas, especialmente en el área de comunicaciones, por lo que en la industria de dispositivos y equipos eléctricos se ha incrementado el desarrollo de convertidores de protocolo y emuladores. Recientemente, algunas normas han comenzado a surgir para los RTU como son DNP y IEC870 para comunicaciones.



- *Capacidades técnicas de los RTU:*

Capacidad de CPU: los RTU requieren una alta capacidad de procesamiento para gestionar las complejas tareas de control de manera eficiente.

Análisis de los tiempos de procesamiento: contabilización de datos I/O, los RTU poseen alta tasas de exploración del orden de los ms, seguimiento del estado del medio ambiente (Secuencia de Eventos) lo cual permite la resolución rápida y respuesta eficiente a condiciones cambiantes en el sitio remoto.

Sistema operativo en tiempo real (SOTR): los PLC generalmente emplean su sistema operativo original, a diferencia de la mayoría de los RTU lo cuales implementan en su arquitectura el SOTR ya que los núcleos de estos sistemas utilizan un modelo optimizado y eficiente de obtención de datos, que requiere un mínimo de código fuente, lo cual le permite a los RTU ciertos beneficios como procesamiento más rápido de tareas, reducción de las necesidades de memoria, y menos posibilidad de fracaso debido a su complejo código general.

Funcionamiento en modo dual: los sistemas deben asegurarse de que las unidades pueden operar y cambiar fácilmente entre el maestro/esclavo. En un sistema maestro/esclavo cada mensaje debe pasar por el SCADA maestro, creando así un punto único de fallo. Los RTU con modo dual de operación mejoran significativamente la fiabilidad general del sistema. Para lograr un desempeño óptimo en el sistema y los RTU, deben considerarse las necesidades de todo el sistema a largo plazo entre 2 a 5 años como la expansión de I/O y módulos los cuales puedan soportar en un futuro adiciones o cambios en el diseño y la comunicación por lo que debe asegurarse de que la unidad de control remoto sea compatible con:

- Programación remota a través de cable/ redes inalámbricas IP y otros medios de comunicación.

- Control remoto de descargas de aplicaciones, permitiendo una configuración rápida y segura y actualizaciones de software como configuraciones de la red de datos, libro de teléfono y configuración de módem (archivos STM), programas de usuarios y los datos del usuario.
- Descarga a distancia de firmware de la unidad que permite actualizaciones sin tener que establecer una conexión local.

Gran capacidad de almacenamiento (FLASH, DRAM, SRAM) para la adición de nuevos programas, funciones y mayor almacenamiento de datos de usuarios.

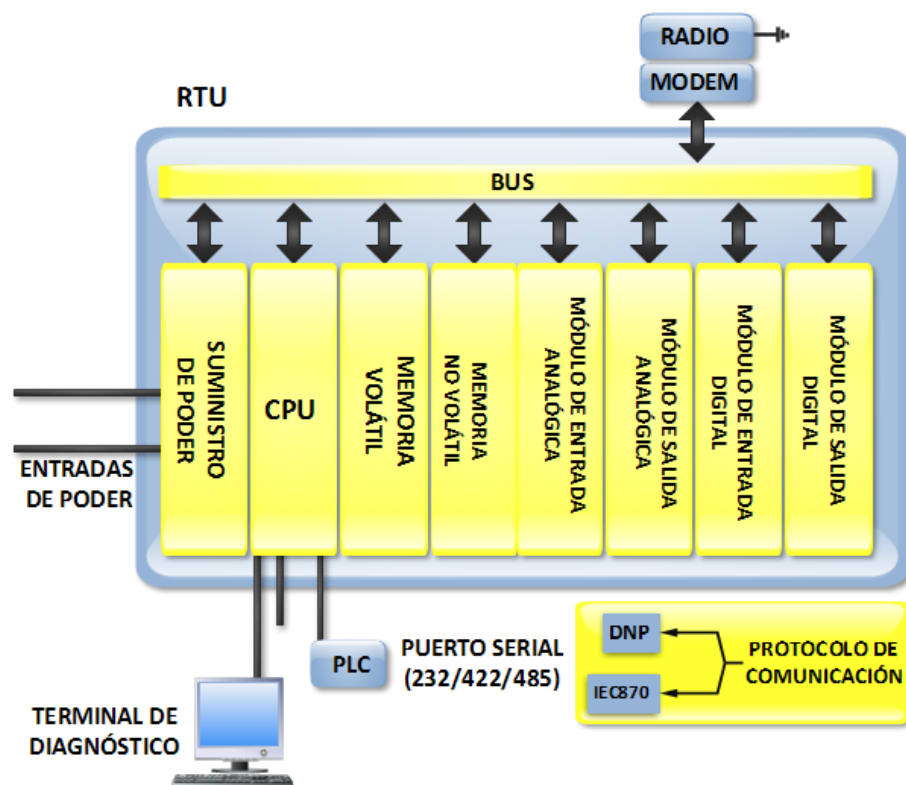


Figura3.6. Componentes y conexiones de los RTU²¹

3.5 AUTOMATIZACIÓN DE DISPOSITIVOS DE CONMUTACIÓN Y MECANISMOS DE ALIMENTACIÓN

La unión entre los dispositivos primarios y secundarios es fundamental para producir un dispositivo de distribución automatizado.

²¹ Tomada De: Autoría Propia



El conjunto de dispositivos de conmutación existentes pueden ser convertidos por la adición de un actuador y un gabinete de control independiente, no siempre es posible instalar un dispositivo externo como un actuador debido a que la física de diseño de la unidad no se ha destinado a la operación mecánica. En el caso del conjunto de dispositivos de interrupción montados en postes la adición de un gabinete de control que incluye un actuador es factible y rentable, siempre y cuando la idea original del dispositivo de conmutación permanezca igual. Existe una gran variedad de fabricantes de actuadores y de IED en particular los que se especializan en las comunicaciones por radio, estos proveedores fabrican IED en conjunto con los RTU y comunicación por radio todo integrado dentro del mismo IED.

Para instalaciones nuevas, es mejor considerar los dispositivos de conmutación inteligente directamente del fabricante, donde la instalación de la caja de control este integrado físicamente dentro de la unidad, es decir el tablero se ha dotado de un actuador integrado con un IED, y un sistema de comunicación con facilidad de selección (radio, fibra óptica, GSM, DLC, etc.), todas las bandas en el marco del protocolo requerido.

La construcción de bloques automatizados de alimentación se puede ver definido como la adición de un grupo de componentes al sistema actual que logren la automatización. Cada uno de los componentes de estos bloques es probado de manera aislada comprobando su correcto funcionamiento, para posteriormente ser agrupados en un único ensamblaje. Cada uno de los componentes utilizados en los bloques de construcción se describe a continuación y se muestran en la Figura 3.6.

Interruptor: el interruptor es el principal dispositivo de conmutación, opera en tensiones de 11, 13.8, 24 kV etc. será utilizado como el objeto principal del sistema de control extendido. Y podrá ser sustituido por un seccionador, interruptor de circuito o un disyuntor de reconexión.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Unidad (actuador): es la forma de accionar el interruptor eléctrico, el más común es un resorte que actúa directamente sobre el motor, una versión de precarga eléctrica y un solenoide o un actuador magnético.

El RTU es el centro de los bloques de construcción y puede ser equipado con simplemente entradas y salidas digitales, pero también puede estar equipado con entradas analógicas para su uso en la medición de magnitudes analógicas. Un RTU típico tendrá 8 entradas digitales (DI) y 8 salidas digitales (DO) y asimismo viene equipado con hasta 6 entradas analógicas.

Así también, existen razones importantes por las que los Transformadores de Corriente TC's deben ser incluidos en el bloque de construcción, las cuales son:

1. Para operar los relés de protección,
2. Para la medición de corrientes de carga,
3. Para la indicación de falla de paso y
4. Para la operación de la lógica de los seccionalizadores.

Los Transformadores de Voltaje TV's se agregan por varias razones:

1. Para operar el elemento direccional de los relés de protección,
2. Para indicar la pérdida de tensión del sistema,
3. Para medir la tensión del sistema;
4. Para el funcionamiento de la lógica del seccionizador, y dependiendo de la calificación del TV,
5. Para proporcionar una fuente de carga para la batería de los bloques construcción.

Así mismo, uno de los objetivos principales de la implementación de los bloques automatizados es lograr la máxima flexibilidad y la posibilidad de intercambiar comunicación entre los dispositivos, por ejemplo, la empresas de servicio puede utilizar diferentes tipos de comunicación de acuerdo a los diferentes lugares y

ser capaz de agregar el equipo de comunicaciones a un gabinete de control para proporcionarle a la empresa los mejores beneficios.

Es aquí donde el indicador de fallas de paso (FPI): cumple un papel importante en el bloque, ya que es el encargado de indicar la ubicación de la sección de fallo, puede indicar fallas a tierras o fallas de fase, no siempre es necesario la implementación de un FPI debido a que el relé de protección incluido como función del RTU puede detectar la corriente de falla y puede proporcionar una indicación del paso de la corriente de falla a un Sistema SCADA.

Finalmente la batería y su cargador son vitales para el bloque, ya que proporcionan una fuente DC para el funcionamiento de los bloques durante el tiempo de interrupción.

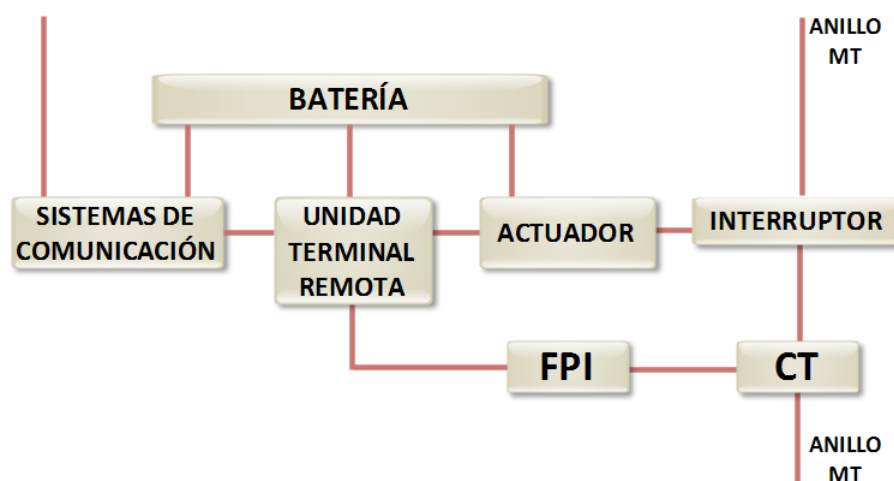


Figura3.7. Componentes de un bloque de conmutación de control remoto.²²

3.6 PLATAFORMA DE COMUNICACIÓN

El enlace de comunicación es un componente vital en la automatización del sistema de distribución pues la mayoría de las acciones a gran escala del sistema

²² Tomada De: Autoría Propia



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

requieren comunicaciones para iniciar una acción o para enviar un informe de la acción a un centro de control.

En términos más simples, un sistema de comunicación proporciona el lazo de unión entre el extremo emisor y el receptor; diferentes medios de comunicación se utilizan para transmitir las señales como circuitos de cobre, radio, microondas, fibra óptica y satélites. Las instalaciones de comunicación de hoy en día deben ampliar, sustituir, completar e incluir dentro de la distribución avanzada.

3.6.1 Comunicaciones y Distribución automatizada

Comúnmente el medio físico utilizado para la transmisión de señales son los cables de cobre y aluminio (actual), pero con el auge de la automatización de alimentación la implementación de nuevos medios de transmisión como líneas de fibra óptica y enlaces inalámbricos se han hecho muy presentes en la comunicación del sistema de distribución. Algunos protocolos se han convertido en estándares de la industria, pero la mayoría son sólo ampliamente aceptados en un determinado campo. Diferentes ventajas e inconvenientes se encuentran entre las distintas opciones de comunicación disponibles y la selección adecuada de una tecnología de comunicación tecnología depende de muchos factores.

El objetivo de la distribución automatizada es mejorar el rendimiento del sistema, lo que implica servicios de alta calidad y la mejora de las instalaciones de comunicación, estos servicios deben proporcionar un control más individual y automatizado, para obtener una visión optima de la red a través de la medición, para aumentar la calidad de suministro y avanzar hacia la automatización de medidores, la lectura y la prestación de otros servicios.

Para que los nuevos protocolos y arquitectura de comunicaciones sean exitosos y rentables, es necesario la integración de muchos más puntos, pero con volúmenes más pequeños de datos por punto, los datos varían en importancia y deben ser manejados de acuerdo a su prioridad deben ser capaces de soportar



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

comunicaciones híbridas a través de un concepto de sistema que permite subregiones autónomas para ser manejados de acuerdo a los datos, la topología, y el tipo de comunicación, tal concepto implica la estructuración de instalaciones de comunicación unidas entre sí a través de los controladores de nodo inteligente o puertas de enlace que pueden manejar interfaces de comunicación, transformación de datos de protocolo, algoritmos de control para la automatización y la demanda gestión (DMS).

3.6.2 Consideraciones para la selección de comunicaciones DA

Las opciones de comunicación para la automatización de los sistemas de distribución de empresas de electricidad son brevemente descritas posteriormente, las tecnologías son generalmente divididas en cableadas e inalámbricas sin embargo una serie de aspectos técnicos y económicos deben ser evaluados antes de seleccionar una tecnología de comunicación apta para los sistemas eléctricos. Algunas tecnologías de comunicación son más apropiadas que otras, dependiendo de la aplicación específica para la cual es requerida.

En un mundo donde todo se piensa en megabits por segundo, hay una tendencia a pensar que a mayor velocidad, mejor será el rendimiento del sistema. Para los sistemas de control, el parámetro de interés no es la velocidad de comunicación, sino el tiempo de reacción, puesto que el tiempo de reacción se define por el tiempo que necesita para hacer que algo suceda (comando sin confirmar) o el tiempo que se tarda hasta que se confirma que algo ha sucedido (comando confirmado).

Para la selección de tecnología de la comunicación, es importante entender la meta de la empresa distribuidora. Entre las cuestiones a tener en cuenta se encuentran:

- El número de unidades a distancia para ser integrados en el régimen.
- La cantidad de información que se recuperará.

- La frecuencia en que los datos se recuperan durante un determinado período de tiempo.
- Los costos mensuales o costos de capital inicial.
- El mantenimiento de elementos tales como red de comunicaciones, las conversiones de protocolo, baterías de campaña, etc.

3.6.3 TIPOS DE SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

Existen diferentes maneras de establecer comunicación y transmisión de datos en el sistema eléctrico como se observa en la Figura 3.7.

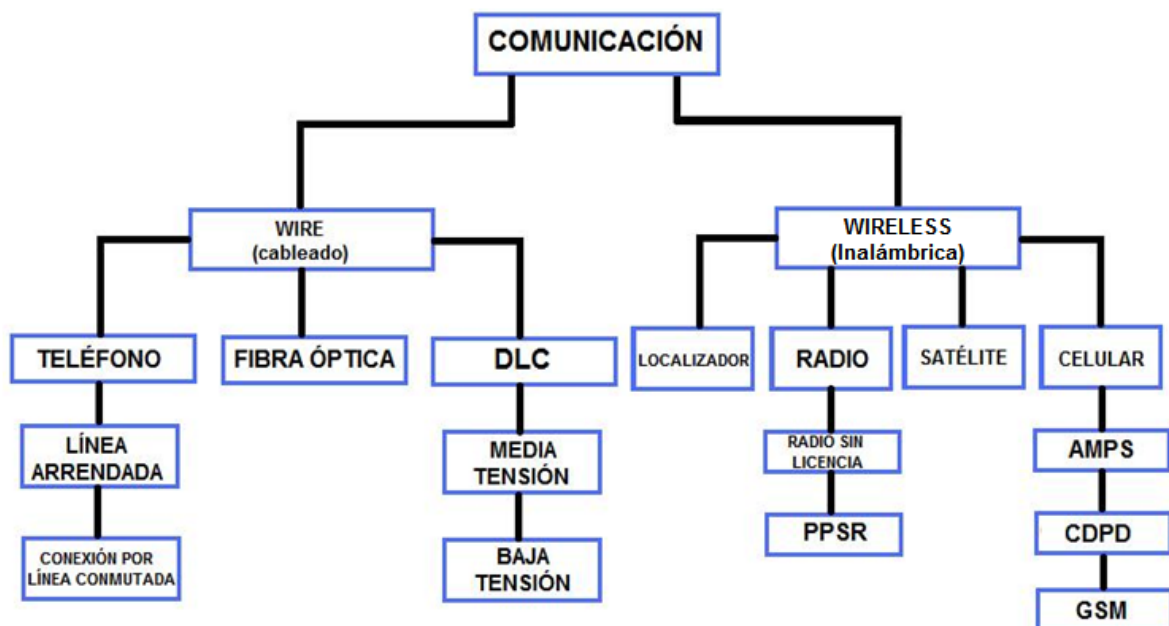


Figura3.8. Componentes de un bloque de conmutación de control remoto.²³

3.6.4 Opciones de comunicación inalámbrica (WIRELESS)

Las tecnologías inalámbricas de comunicación se refieren a aquellas que no requieren un vínculo físico entre el transmisor y el receptor. Los recientes avances en las tecnologías de comunicaciones han generado un nuevo interés en la mejora de transmisión de datos para su uso por la industria eléctrica.

²³ Tomada De: Autoría Propia



En el pasado, el medio estándar que se utilizaba para este proceso eran las líneas telefónicas alquiladas, sin embargo, la transmisión de datos a través de móviles, satélite, y otros tipos de comunicación inalámbrica se ha vuelto más factible en los últimos años.

En el espectro estrecho y ancho de banda de los sistemas de radio, el operador de red de distribución normalmente realiza todas las operaciones a través de su propio departamento de telecomunicaciones o subcontratado a una compañía de telecomunicaciones. Normalmente, la comunicación es punto a punto o punto a multipunto, en el espectro sin licencia de radio, incluye la tecnología analógica o digital para comunicar paquetes de radios entre máster y esclavo, la propagación del espectro de radio frecuencia utiliza una red de nodos de paquetes fijos de radio con baja potencia de emisión y por lo general ocupa la banda 902-928 MHz. La retransmisión de los paquetes de información de nodo a nodo es el medio de transmisión de datos, y a cada nodo se le asigna una dirección específica, las interferencias y las colisiones se reducen al mínimo por la programación de la radio para realizar un ciclo continuamente a través de cientos de canales, normalmente espaciados a intervalos de 0,1 kHz.

Los sistemas PPSR (Public Packet Switched Radio), transmiten los paquetes de datos a una estación base de radio, lo que a su vez transmite sobre una red pública o comercial; los PPSR utilizan las frecuencias de varios canales de radio fuera de las bandas celulares para proporcionar una comunicación bidireccional entre los dispositivos inteligentes. Esta tecnología de comunicación funciona en una banda de 810 y 855 MHz y utiliza protocolos propietarios de paquetes de datos.

En el Ecuador el amplio nivel de expansión que ha logrado las redes de telefonía móvil y principalmente las de tipo GSM se muestran como una alternativa de alta viabilidad para integrarse a la automatización de los sistemas de distribución y servir como plataforma de comunicación entre sus diferentes dispositivos y



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

subsistemas, por lo cual podrá ser considerada en los planes de futuro desarrollo de la redes de distribución inteligente.

Por otra parte las comunicaciones por satélite es una tecnología fascinante, sobre todo porque tiene la capacidad de proporcionar una solución de automatización global para empresas de servicios públicos. Comunicaciones por satélite a través de los orbitadores comerciales se utilizan para aplicaciones de alta velocidad y de punto a punto.

3.6.5 Opciones de comunicaciones mediante cableado (WIRE)

Las Tecnologías de comunicación mediante cableado establecen un enlace físico entre el transmisor y el receptor, y de las cuales existe una serie de opciones que se describen a continuación:

Línea telefónica: a través d este medio se efectuarán conexiones mediante entre el punto de control de servicios y el centro de operaciones, la línea telefónica es uno de los medios más populares para la transmisión de datos de comunicaciones en tiempo real aplicados en empresas de distribución. Esta tecnología está ampliamente disponible en la mayoría de áreas geográficas, sobre todo en zonas urbanas y suburbanas. La transferencia de datos se realiza después de establecer un camino para el modem entre los dispositivos, por lo general la unidad principal y el RTU. Esta tecnología no es sustentable para aplicaciones en tiempo real debido al costo del servicio telefónico (si procede) y puede ser limitada por la baja velocidad de transmisión de datos y baja capacidad de almacenamiento.

Fibra óptica: La fibra óptica es un filamento de vidrio sumamente delgado y flexible capaz de conducir rayos ópticos con capacidades de transmisión enormes, del orden de miles de millones de bits por segundo, son construidos en forma cilíndrica y consta de un núcleo, un recubrimiento que tiene propiedades ópticas diferentes de las del núcleo y la cubierta exterior que absorbe los rayos ópticos y sirve para proteger al conductor del medio ambiente así como darle



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

resistencia mecánica. Originalmente, la fibra óptica fue propuesta como medio de transmisión debido a su enorme ancho de banda; sin embargo, con el tiempo se han planteado su utilización para un amplio rango de aplicaciones además de la telefonía, automatización industrial, computación, sistemas de televisión por cable y transmisión de información de imágenes de alta resolución entre otros.

Comparado con el sistema convencional de cables donde la atenuación de sus señales es de tal magnitud que requieren de repetidores cada dos kilómetros para regenerar la transmisión, en el sistema de fibra óptica se pueden instalar tramos de hasta 70 km sin que haya necesidad de recurrir a repetidores lo que también hace más económico y de fácil mantenimiento este material.

La utilización de la fibra óptica en las Smart Grid juega un papel fundamental ya que ofrecen la transmisión de datos a alta velocidad, en tiempo real, entre un número de ruteadores y estaciones separadas en distancias considerables, son de fácil adaptación a las características de entornos en los que resulta muy deseable disponer de ella representando una nueva corriente tecnológica eficaz para el desarrollo de las comunicaciones en los sistemas eléctricos inteligentes.

Ventajas de la implementación de fibras ópticas a los sistemas de comunicación de las Smart Grid:

- Insensible a interferencia electromagnética.
- Las fibras no pierden luz, por lo que la transmisión es segura y no puede ser perturbada, son inmunes a la interceptación de datos.
- Son convenientes para trabajar en ambientes explosivos ya que son resistentes a la corrosión e inflamación.
- Son livianos y de reducido tamaño lo que le permite llevar un gran número de señales.
- Compatibles con la tecnología digital.
- Fácil de instalar.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Los cables de fibra óptica se están convirtiendo en un método para la transmisión de comunicación muy popular entre las empresas eléctricas. El cable de fibra óptica se utiliza comúnmente en aplicaciones de automatización de distribución subterránea, sin embargo, también es muy factible su empleo en la distribución de alimentadores, pero existe una gran desventaja que no permite su total implementación en grandes sistemas eléctricos pues el costo de su instalación es muy elevado lo cual no es factible para dichas empresas.

Comunicación a través de líneas de potencia (PLC): las compañías de distribución utilizan en muchos casos las líneas de distribución de energía como el conductor para las señales de comunicación, lo que puede ser rentable en particular en las zonas urbanas donde la mayoría de las subestaciones son subterráneas y servidas por cables. PLC es la manera más sencilla de comunicación para sistemas eléctricos pues transmite a alta velocidad datos a través de las líneas eléctricas existentes. Aunque el uso de las líneas eléctricas como un medio de comunicación de banda ancha es un descubrimiento relativamente reciente, éstas han sido largamente usadas por las empresas eléctricas para proporcionar servicios de banda estrecha tales como control de las subestaciones eléctricas y, más recientemente, AMR (Automatic Meter Reading).

Aunque el concepto técnico subyacente en PLC no es nuevo, el detonante para la aparición de estos nuevos sistemas se encuentra en los avances tecnológicos de la década de los 90. Durante este periodo hubo dos factores clave que permitieron el surgimiento de PLC: la aparición de nuevas técnicas de modulación digital y la mejor accesibilidad a la fabricación de circuitos integrados. La utilización de PLC por redes eléctricas conlleva consigo una serie de problemas los cuales plantean que los cables eléctricos fueron originalmente diseñados para transmitir señales eléctricas de baja frecuencia (50 y 60 Hz) y pequeño ancho de banda y nunca señales de banda ancha de varias decenas de MHz. A esta circunstancia hay que añadir que las líneas de distribución eléctrica están caracterizadas por ser uno de los medios más hostiles para la transmisión de información esto se debe principalmente a que las líneas eléctricas:



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Están sujetas a fuertes interferencias provenientes de los dispositivos eléctricos y de radiaciones externas (radio, telefonía, etc.).
- Sufren una importante pérdida de energía debido a la estructura típica que las líneas eléctricas.
- Presentan una respuesta en frecuencia cambiante en función de cuando se conectan/desconectan los dispositivos a la red. Por tanto la potencia de señal recibida y el nivel de ruido interferente en cada enchufe es diferente para cada frecuencia y cambia en el tiempo.

El sistema tiene un número de problemas complejos, siendo el primero que las líneas de energía intrínsecamente constituyen ambientes muy ruidosos. Cada vez que un dispositivo se enciende o apaga, introduce voltajes transitorios en la línea.

Los dispositivos ahorradores de energía introducen a menudo armónicos ruidosos en la línea. El sistema se debe diseñar para ocuparse de estas interrupciones naturales de las señales y de trabajar con ellas. Casi todas las grandes redes eléctricas transmiten energía a altos voltajes para reducir las pérdidas de transmisión, después en el lado de los usuarios se usan transformadores reductores para disminuir el voltaje. Puesto que las señales de BPL “Broadband Over Power Lines” no pueden pasar fácilmente a través de los transformadores (su alta inductancia los hace actuar como filtros de paso bajo, bloqueando las señales de alta frecuencia) los repetidores se deben unir a los transformadores.

El actor principal que determina el correcto funcionamiento de las PLC son las empresas de distribución eléctrica que, poniendo ciertos equipos PLC a lo largo de sus líneas de distribución de electricidad, las convierten en redes de comunicaciones de banda ancha como se observa en la Figura 3.9.

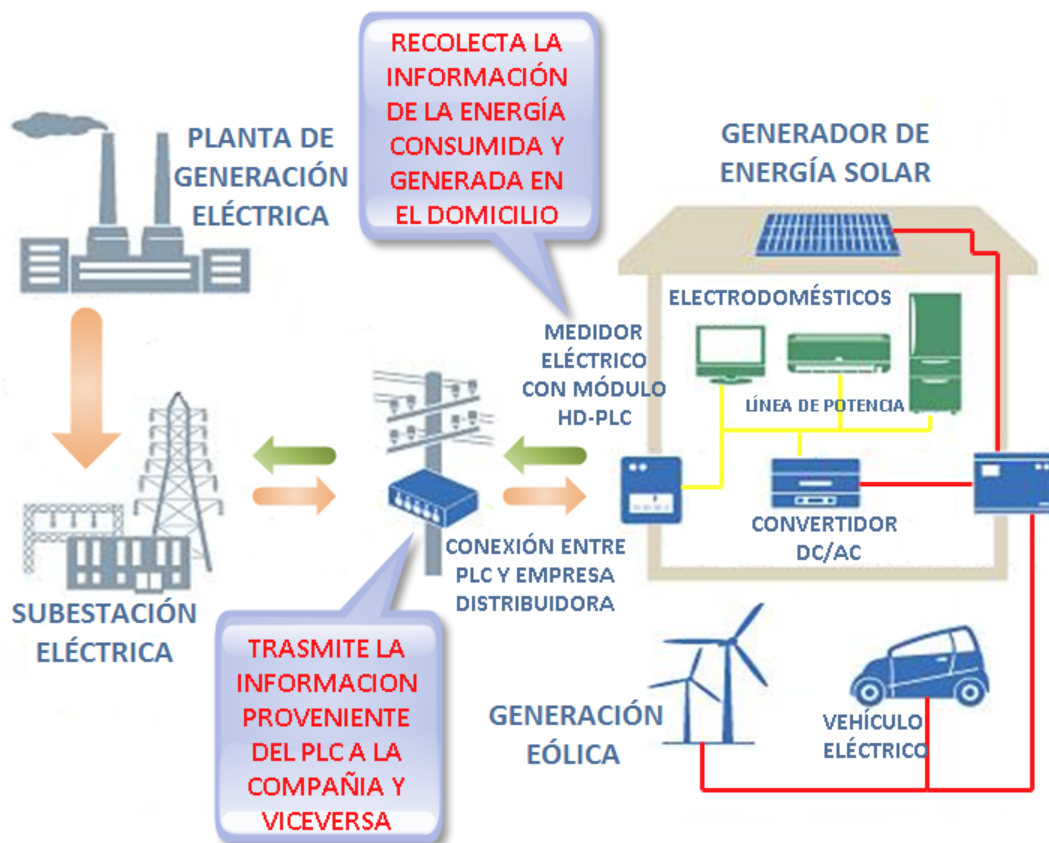


Figura3.9. Funcionamiento de un sistema PLC en una red de distribución eléctrica.²⁴

3.6.6 Protocolos de comunicación utilizados en la distribución automatizada

Los Protocolos de comunicaciones definen las reglas y regulaciones para la transmisión de datos entre dispositivos de comunicación. En palabras simples, un protocolo de comunicación sería el "lenguaje" empleado entre el transmisor y el receptor, los protocolos más utilizados en la comunicación de información en los sistemas eléctricos se describen a continuación:

3.6.6.1 **MODBUS:** El protocolo MODBUS define una estructura de mensaje que los controladores reconocerán, es decir, es un medio de comunicación que un

²⁴ Modificado de: **LA RED INTELIGENTE**, Ahorro energético y Telecomunicaciones, Convergencia de la red eléctrica y Desarrollo Sostenible. Editorial L&M Data Communication S.A. 2006



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

controlador utiliza para solicitar el acceso a otro dispositivo, y para responder a las peticiones de los demás dispositivos. Es un protocolo basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLCs). Las razones por las cuales el uso de MODBUS es superior a otros protocolos de comunicaciones son:

- Es público.
- Su implementación es fácil y requiere poco desarrollo.
- Maneja bloques de datos sin suponer restricciones.

MODBUS permite el control de una red de dispositivos, por ejemplo un sistema de medida de temperatura y humedad se pueden transmitir los resultados a un ordenador. MODBUS también se usa para la conexión de un ordenador de supervisión con una unidad remota (RTU) en sistemas de supervisión de adquisición de datos (SCADA). Existen versiones del protocolo MODBUS para puerto serie y Ethernet.

Existen dos variantes, con diferentes representaciones numéricas de los datos y detalles del protocolo ligeramente desiguales. MODBUS mediante RTU es una representación binaria compacta de los datos. MODBUS ASCII es una representación legible del protocolo pero menos eficiente. Ambas implementaciones del protocolo son serie.

Cada dispositivo de la red MODBUS posee una dirección única. Cualquier dispositivo puede enviar órdenes MODBUS, aunque lo habitual es permitirlo sólo a un dispositivo maestro. Cada comando MODBUS contiene la dirección del dispositivo destinatario de la orden. Todos los dispositivos reciben la orden pero sólo el destinatario la ejecuta. Cada uno de los mensajes incluye información redundante que asegura su integridad en la recepción.

Los comandos básicos MODBUS permiten controlar un dispositivo RTU para modificar el valor de alguno de sus registros o bien solicitar el contenido de



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

dichos registros. Existe gran cantidad de módems que aceptan el protocolo MODBUS y Algunos están específicamente diseñados para funcionar con este protocolo. Existen implementaciones para conexión por cable, wireless, SMS o GPRS.

El IEC 60870-5-101: es una norma internacional para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas. Es totalmente compatible con las normas IEC 60870-5-1 y IEC 60870-5-5 y su uso estándar es en serie y asíncrono para el telecontrol de canales entre DTE y DCE. El estándar es adecuado para múltiples configuraciones como la de punto a punto, estrella etc. además de poseer una estructura compatible para la comunicación RTU-IED. Las funciones de aplicación del protocolo IEC 60870-5 son las siguientes:

- Transmisión de datos cíclicos.
- Sincronización del reloj
- Mando de transmisión
- Procedimiento de prueba
- Transferencia de archivos
- Adquisición de transmisión en tiempo.

3.6.7 Arquitectura de comunicación en los sistemas de distribución de automatizada.

DMS central de comunicaciones, permite que la red de distribución pueda ser monitoreada, supervisada, controlada y automatizada mediante el sistema SCADA, unidades terminales remotas, y el control de las subestaciones. La arquitectura de comunicación debe conectar todos los equipos de monitoreo y control secundario por diferentes eslabones (Microondas, óptica, redes locales, teléfono, radio, PLC etc.). Una arquitectura heterogénea cuenta con un número diferentes de tecnologías como SCADA, RTU y los tipos de IED, utilizando diferentes protocolos de comunicación y protocolos de aplicación.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Tradicionalmente, el nivel de SCADA de la red de telecontrol se ha conectado a través de cables directos o enlaces punto a punto desde su extremo delantero a las unidades remotas. Para la integración de sistemas heterogéneos y subsistemas en una arquitectura, las empresas eléctricas deben establecer principalmente los protocolos de comunicación y su conversión, esto dependerá en gran medida de los objetivos de la empresa de servicios públicos con respecto a la DA. Con la división de servicios en entidades separadas, más empresas de distribución están utilizando DMS. La integración de la subestación y Equipo alimentador en la automatización del sistema eléctrico depende de varios factores que incluyan DMS además de:

- El protocolo de comunicación: la unidad de campo debe ser capaz de comunicarse con el sistema anterior o adherirse a un protocolo estándar para la integración inmediata o futura.
- Integración con la comunicación disponible: con la infraestructura de los medios asociados, circuitos de cobre, microondas de radio, o las fibras ópticas.
- Estrategia de automatización: en general el sistema de comunicación a las subestaciones grandes y medianas requiere de gran volumen y la transmisión frecuente de datos. Este enlace de datos se trata como parte de los servicios públicos como infraestructura de comunicación WAN que emplea microondas, fibra óptica o líneas. Por el contrario, las comunicaciones a las subestaciones pequeñas y dispositivos de conexión según sea necesario en el extremo inferior de la jerarquía de control para la automatización, a pesar de que requiere menos el tráfico de datos, tiene muchos más destinos distribuidos en el área de servicio por lo que se hace necesario la integración de un sistema SCADA/DMS.
- Controlador inteligente local: las radios locales se comunicarán a un nodo inteligente como una RTU que puedan iniciar la automatización de locales, así como informe de estado del sistema central de DMS. A nivel



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SCADA, se puede suponer que el tráfico se origina espontáneamente con el sistema SCADA y que cada sistema SCADA controla un número de estaciones esclavos (RTU), que responden a las peticiones del SCADA.

3.7 ELECTRODOMÉSTICOS INTELIGENTES Y EFICIENTES

Los principales fabricantes de electrodomésticos están lo suficientemente convencido de la viabilidad comercial de la Smart Grid, es por ellos que se encuentran encaminados en la participación activa de las mismas mediante la fabricación de nuevos y renovados productos de mayor eficiencia energética capaces de recibir y responder a las señales de las redes inteligentes.

Electrodomésticos como refrigeradores, cocinas eléctricas, microondas, lavavajillas lavadoras, y aires acondicionados son los equipos en los que se encuentran trabajando los fabricantes para su integración a las Smart Grid, estos aparatos recibirán una señal de la empresa de distribución a los medidores inteligentes de la compañía, que alerta a los aparatos y a los usuarios, cuando hay uso máximo de energía eléctrica y las tarifas están en vigor, los aparatos están programados para evitar su trabajo durante ese tiempo o actuar en una menor potencia, sin embargo los usuarios tendrán la capacidad de anular el programa de estos dispositivos. Compañías como Whirlpool y G&E han anunciado que planean realizar la totalidad de sus aparatos electrónicos compatibles con las Smart Grid para el año 2015.

3.8 VISIÓN AL FUTURO DE LAS SMART GRID.

3.8.1 Equipos de transformación.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel a otro nivel de voltaje ya sea mayor o menor, por medio de la acción de un campo magnético. Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

Existen una gran variedad de transformadores según la aplicación, en este caso se hace mención a los transformadores de distribución que mayormente se encuentran instalados en postes para la transformación de energía al usuario, la finalidad de las Smart Grid es la instalación progresiva de transformadores voltaje y corriente que tengan características como las siguientes:

- Altamente resistente al envejecimiento.
- Que tenga un diseño mecánico robusto.
- Eficientes energéticamente.
- Ahorrativos y rentables.
- Se ajustan a las necesidades de los clientes sin afectar el medio ambiente.

A medida que las empresas de distribución eléctrica comiencen a desplegar la red eléctrica inteligente, cada faceta de la red se debe ir adecuando a las innovaciones que trae consigo las Smart Grid permitiendo que cada faceta del sistema sea eficiente, confiable, segura y autosuficiente. Actualmente se están creando prototipos de transformadores inteligentes que se ajustan a los requerimientos y exigencias de un sistema inteligente, existen dos prototipos de transformadores capaces de pertenecer a los dispositivos inteligentes de las Smart Grid como lo son:

Transformadores de distribución de alta eficiencia energética los cuales son transformadores de alta eficiencia que buscan con su implantación una reducción aproximada de toneladas de emisiones de CO₂ al año. La creación y puesta en funcionamiento de estos transformadores permiten llevar a cabo una política óptima de ahorro que promueva la preservación del medio ambiente y utilización de energía renovables.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Los transformadores actuales en su mayoría se encuentran hechos de Acero al Silicio un material que requiere de un proceso muy complejo así como de inversiones elevadas y un gran consumo de energía para la obtención del producto final, es por ello que en Europa se han comenzados estudios para la creación de transformadores de alta eficiencia los cuales se encuentran hechos de un material que representa la mejor tecnología para reducir las pérdidas en transformadores, el llamado Metal Amorfo, según estudios previos a su implementación estos transformadores garantizan una reducción de pérdidas en vacío ya que el comportamiento de estas pérdidas y la corriente de excitación no empeora, sino que mejora ligeramente con el tiempo, debido a que las temperaturas de operación generan un efecto de recocido adicional en el metal amorfo.

Transformadores inteligentes de estado sólido, mismos que son inteligentes de menor tamaño que los convencionales y más versátiles, consisten en dos módulos conectados entre sí en donde un modulo convierte corriente alterna de alta tensión de la red eléctrica en corriente continua, y el otro modulo tiene instalado un inversor que convierte esta energía en la corriente alterna de 120 voltios que sale de las tomas de corriente estándar, conectado a la derecha de este inversor se encuentran dos interfaces de energía más, una de corriente alterna a 240 voltios y otra de corriente continua a 400 voltios. Estos dispositivos pueden ayudar a cambiar la red partiendo de un sistema en el que la energía fluye unidireccionalmente de la central eléctrica a los consumidores a un sistema en el que los propietarios de viviendas y negocios también producen energía como algo común.

Los nuevos transformadores de estado sólido son mucho más flexibles. Estos utilizan transistores y diodos y otros dispositivos basados en semiconductores que, a diferencia de los transistores usados en los chips de ordenadores, están diseñados para gestionar altos niveles de energía, en respuesta a las señales de una empresa o de una casa, pueden cambiar la tensión y otras características de la electricidad que producen, pueden ofrecer tanto corriente continua como corriente alterna, o recibir cualquiera de las dos opciones de una instalación de

turbinas eólica o de paneles solares y adecuar la frecuencia y el voltaje a las necesidades de la red. Tienen integrados procesadores y hardware de comunicaciones, lo que les permite comunicarse con los operadores de empresas de servicios públicos, con otros transformadores inteligentes y con los consumidores.

Los transformadores inteligentes podrían ser la clave para poder integrar otras fuentes de producción de energía como se muestra en la Figura 3.10, así como las nuevas tendencias de las Smart Grid, los vehículos eléctricos. Los sistemas de almacenamiento y distribución de energía pueden decidir cuándo y cómo distribuir la energía, en función del precio de la electricidad en un momento dado, los transformadores inteligentes podría coordinar este cambio potencialmente rápido de la compra a la venta de energía, manteniendo la estabilidad de la red eléctrica, además permitirían configurar el voltaje de la electricidad en cualquier momento, dado al nivel mínimo de tensión que requieran los dispositivos conectados para funcionar de manera adecuada.

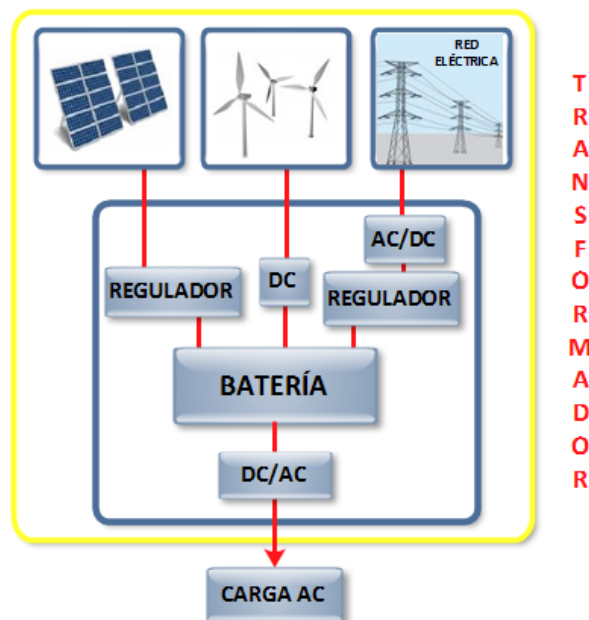


Figura 3.10. Mecanismo de funcionamiento del transformador inteligente de estado sólido.²⁵

²⁵ Tomada de: Autoría Propia



3.8.2 Conductores eléctricos

Un conductor eléctrico es aquel cuerpo que puesto en contacto con un cuerpo cargado de electricidad transmite ésta a todos los puntos de su superficie, se considera que los mejores conductores eléctricos son los metales y sus aleaciones, para el transporte de la energía eléctrica el mejor conductor es el oro pero es muy caro, así que el metal empleado universalmente es el cobre en forma de cables de uno o varios hilos. Alternativamente se emplea el aluminio, metal que si bien tiene una conductividad eléctrica del orden del 60% de la del cobre es, sin embargo, un material mucho más ligero, lo que favorece su empleo en líneas de transmisión de energía eléctrica así como en las redes de alta tensión.

Superconductores: la superconductividad es un estado de la materia, como lo es el estado líquido o el estado sólido, en el cual no existe resistencia eléctrica. Esto significa que no hay disipación de energía al pasar corriente eléctrica por un material superconductor, los materiales superconductores tienen la posibilidad de transmitir energía eléctrica desde los centros de producción, como presas o reactores nucleares, hasta los centros de consumo, sin pérdidas de ningún tipo en el trayecto.

El rápido progreso de la tecnología ha permitido encontrar materiales de este tipo, con temperaturas de transición superconductora cada vez más altas, generando tal flujo de interés sobre el tema alrededor del mundo pues lo que la inmensa mayoría pensaba ya como algo imposible es ahora algo real y palpable, tener superconductividad. El hecho de que la tecnología superconductora permita transportar mucha más corriente eléctrica que los sistemas convencionales la convierte en una alternativa viable a las necesidades de eficiencia del sistema eléctrico mundial.

Los cables superconductores aportan muchas ventajas en relación a los tradicionales cables de distribución hechos en cobre, ya que pueden transportar cinco veces más potencia eléctrica, en un espacio cinco veces inferior, y son más



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

eficientes porque pierden menos energía mientras transportan la energía del punto de origen al consumidor. Así mismo, son más seguros porque no se refrigeran mediante aceite, como los cables convencionales, sino con nitrógeno líquido, material no inflamable.

Esta nueva tecnología de cables superconductores es el primer componente eléctrico que explota las virtudes de los materiales superconductores, aunque esta misma tecnología podrá aplicarse en un futuro a generadores, transformadores, motores, dispositivos de almacenamiento magnético y mecánico, y limitadores de corriente, cuya eficiencia contribuirá a la mejora de los sistemas eléctricos actuales.

Con los nuevos sistemas superconductores la red eléctrica será más segura, eficiente y limpia, el nuevo modelo de cable superconductor a nivel de distribución, utiliza el nivel de corriente más alto hasta la fecha, 3.200 amperios frente a los 600 actuales, y su capacidad de transporte de 110 MVA, lo que equivale entre seis y ocho cables subterráneos convencionales en cobre, de similar dimensión. Esta mayor densidad permitirá reducir el impacto ambiental de los tendidos eléctricos y supondrá un ahorro de recursos urbanos gracias a la reducción de espacio.

3.8.3 Ventajas operativas de las Smart Grid a futuro.

En los últimos años, se ha incrementado la demanda de electricidad debido al crecimiento demográfico y a la adquisición masiva de productos de consumo eléctrico lo que ha ocasionado que actualmente la red eléctrica se encuentre al límite de su capacidad. Por otro lado, al incrementar la visibilidad de la red y prever la demanda de forma más exacta, se reduce el riesgo de que se sobrecargue el sistema, en caso de que dicha situación llegara a producirse, los sistemas automáticos de control que traen consigo la implementación de las Smart Grids tendrían la capacidad de prever dichas situaciones en pro del sistema y de los consumidores.

La red de distribución es la parte del sistema de potencia donde se producen los porcentajes más grandes de pérdidas en todas sus manifestaciones. Esto debido a la gran cantidad y variedad de elementos que la conforman y los bajos niveles de tensión que se manejan, es por ello que debe ser unos de las partes del sistema eléctrico en las que se debe hacer más énfasis en la automatización e inclusión de elementos inteligentes para prevenir y evitar que las pérdidas y otros factores afecten su correcto funcionamiento.

Las Smart Grid se plantean como las redes del futuro en función de las redes eléctricas ya existentes como se muestra en la Figura 3.11, incentivando a la automatización de puntos estratégicos de la red de distribución que permitan dentro del sistema acciones como:

- Reconfiguración automática del sistema de distribución.
- Mejoras del desempeño de la red durante contingencias.
- Mejoras del desempeño de la red en condiciones normales.
- Optimización de la configuración para reducción de pérdidas.
- Optimización de la configuración para la mejora del perfil de tensión.



Figura 3.11. Smart grid en la sistema eléctrico actual.²⁶

²⁶ Tomada de: **Soluciones Smart Grid**, Cooper Power Systems, B1100-10014EA • Septiembre 2010 • Nueva Edición.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Para lograr una red de distribución eléctrica automatizada, es esencial abordar un amplio conjunto de problemas operativos (en condiciones normales y no normales) sobre los límites operacionales de equipos y sistemas (estabilidad, oscilaciones mantenidas, etc.), así como la protección primaria y auxiliar del sistema y sus componentes. Con la automatización del sistema de distribución se estima que las capacidades analíticas en línea actuales seguirán desempeñando sus funciones en la infraestructura sin embargo las actuales capacidades fuera de línea (por ejemplo, la previsión, el análisis dinámico, el análisis de capacidades de transmisión) emigrarán al entorno en línea.

La infraestructura prevista exige un sistema distribuido en el que la utilización de hardware, software y datos sean la prioridad. Así, dispositivos inteligentes y autónomos, distribuidos por todo el sistema, podrán ejecutar las funciones requeridas y soportarán procesos locales y globales gracias al acceso de una información oportuna y eficaz en todo el sistema. La red se dedicaría al intercambio local y global de datos y a los procesos de decisión recurriendo a bases de datos distribuidas e integradas a través de interfaces abiertas.

Los dispositivos inteligentes serán distribuidos por todo el sistema adaptándose a eventos y entornos y actuando de forma cooperadora en bien de todo el sistema. Los dispositivos pueden mejorar la actuación de control respondiendo a los problemas más rápidamente que el operador humano. Así pues, el sistema soporta más inteligencia en todos los niveles, especialmente en niveles inferiores, como las subestaciones, para proporcionar respuestas de control oportunas y precisas. Las interacciones entre los componentes inteligentes instalados dentro de la infraestructura actual de las redes de distribución estarían coordinadas a través de un conjunto de ciclos de ejecución, adaptados a los fenómenos físicos y a los problemas operativos del sistema eléctrico.

Debido a las dimensiones y el gran número de elementos que intervienen en la red, la optimización de las operaciones del sistema de distribución de energía eléctrica ha sido siempre una tarea difícil. Es por ello que las Smart Grid se enfatizan en la optimización del sistema como un punto clave para su buen



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

desarrollo. La optimización del sistema se logra al percibir el estado de los actuales dispositivos de conmutación y sugiriendo ubicaciones para los nuevos puntos de conexión que permitan el mejor rendimiento y funcionamiento.

Existen herramientas de optimización que se pueden aplicar en la distribución radial de gran escala para ayudar al operador a aplicar configuraciones opcionales en condiciones tanto normales como de emergencia del sistema además de sugerir una secuencia de operaciones de cambio de dispositivo con la finalidad de hacer la transición del sistema con el mínimo número de acciones necesarias.

Las Smart Grid utilizarán dispositivos, hardware y software inteligentes permitiendo un incremento en el volumen de datos disponibles para las empresas prestadoras del servicio. El reto de las Smart Grid consiste en proporcionar aplicaciones y herramientas de análisis inteligente para hacer uso de estos datos, convertirlos en información y ponerlos a disposición de las áreas de las empresas para mejorar sus operaciones diarias.

Basado en una tecnología abierta SCADA, un Sistema de Gestión de Incidencias (OMS), un Sistema de Gestión de la Distribución (DMS) y un Sistemas de Información Geográfica (GIS), completamente integrados de manera abierta y estándar las Smart Grid gestionan las actividades operativas diarias de la red de distribución para responder a cortes de energía y situaciones operativas críticas.

El nuevo paradigma de las Smart Grid es explotar herramientas como GIS y aplicar un modelo de topología del sistemas, lo que permite que la red pueda actualizarse con mayor frecuencia y se pueda hacer un seguimiento detallado según la configuración del sistema eléctrico actual, con esto los ingenieros, operadores y el personal de campo pueden tomar decisiones basadas en la información disponible en tiempo casi real.

Las soluciones que trae consigo la integración de Smart Grid en los sistemas eléctricos actuales se ven reflejados en la subestación así como en la



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

alimentación del sistema de distribución pues se incluye unidades terminales remotas (RTU), sistemas de automatización de subestaciones y dispositivos inteligentes de control de la alimentación (IED), Además de la instalación de aplicaciones DMS, que permiten la optimización volt/Var de un único punto o de cualquier alimentador que emane de la subestación mediante el ajuste continuo de los transformadores, los reguladores de línea y los bancos de las subestaciones.



CAPITULO IV

PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO SMART GRID

Tomando como base lo expuesto en los capítulos anteriores, en el presente capítulo se establecerán criterios más importantes que permitirán a futuro presentar una propuesta de implementación de redes de distribución inteligentes en Ecuador, específicamente para las empresas distribuidoras dado como ejemplo la Empresa Eléctrica Quito S.A.

4.1 FACTORES PREVIOS DE ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SMART GRID EN EEQ.

Para la implementación de redes de distribución inteligentes en Ecuador es necesaria la realización de estudios previos sobre diversos aspectos tecnológicos, legislativos, económicos así como de divulgación y capacitación, con el fin establecer alcances y limitaciones que traería consigo un proyecto de tal magnitud. Es necesaria la participación de todos los sectores energéticos del país con el fin de lograr el objetivo común, la transformación de la distribución de energía actual, en un sistema automatizado, eficiente, seguro, flexible y capaz de responder a las adversidades inesperadas que puede presentar la red eléctrica.

El proyecto de automatización del sistema de distribución de energía para la implementación de Smart Grid en función de la infraestructura eléctrica existente, debe hacerse de manera progresiva partiendo de uno o varios proyectos pilotos en ciudades con características adecuadas que permitan tomar experiencias importantes y ajustar las estrategias de operación mientras se va expandiendo la nueva tecnología hacia el resto de la red, es decir se deben instalar los medidores inteligentes a nivel de los usuarios a la vez que se están haciendo los ajustes e implementación de dispositivos automáticos alrededor de toda la red según ciertos criterios que transformen a la red de distribución en



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

una red capaz de responder de manera instantánea en condiciones normales para mejoras del perfil de voltaje y reducción de pérdidas así como en condiciones de emergencias.

La medición inteligente es uno de los pilares fundamentales de las Smart Grid ya que es el puente de integración de los usuarios con el sistema eléctrico, la instauración de la medición inteligente en las redes de distribución actuales deben cubrir dos parámetros generales como lo son la implementación masiva de medidores inteligentes y el acceso a dichos medidores mediante un sistema de gestión de distribución.

4.1.1. Implementación de medición inteligente (SMART MEETERING)

La implementación de los medidores inteligentes se debe hacer progresivamente, sin causar molestias a los usuarios y con la mayor rapidez posible, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

Inversión: todos los integrantes del sector eléctrico encargados de la implementación de los proyectos pilotos de Smart Grid deben esquematizar y estudiar la inversión que se realizará para el desarrollo y ejecución de dicho proyecto, tomando en cuenta aspectos como el total de la inversión inicial y organismos encargados de realizar esta inversión, en el caso de Ecuador la Empresa Eléctrica Quito encargada de la distribución eléctrica a nivel de Quito y sus alrededores deberá establecer las pautas con respecto a la inversión a los medidores inteligentes, determinando el mecanismo más adecuado para su financiamiento.

Luego de establecer y marcar las pautas con respecto a la inversión inicial del proyecto, es necesario que la EEQ S.A. fije los lapsos y las maneras de recuperación de esta inversión a mediano plazo a través de las empresas y los usuarios. Así mismo se deberán asignar personal capacitado que pueda



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

establecer un control de costos en función de la correcta implementación y funcionamiento de los medidores.

Las Smart Grid deben plantear un régimen económico aplicable a las actividades del sistema eléctrico nacional para la prestación del servicio basándose en la imposición de criterios de sustentabilidad económica y financiera tanto del operador y prestador del servicio así como el uso óptimo de los recursos en beneficio del usuario y la retribución de los costos de inversión por parte de todos los sectores interesados.

Divulgación y capacitación: es necesario en todo proyecto piloto tomar en cuenta en primer lugar la capacitación del personal adecuado para la implementación de las nuevas ideas que traiga consigo el proyecto piloto Smart Grid, el cual debe cubrir la capacitación de personal técnico de las mismas empresas eléctricas de distribución en relación a los nuevos dispositivos automáticos que se podrían instalar a nivel de toda la red de distribución, con el fin de sacar el mejor provecho de estas nuevas tecnologías en pro del sistema, de las empresas eléctricas y de los usuarios.

Por otra parte, se deben abrir caminos adecuados, mediante procesos de formación, para garantizar la participación activa y permanente de los usuarios en la gestión y control de las actividades del Sistema Eléctrico Nacional, y lograr transferir paulatinamente la gestión de algunas de estas actividades a la sociedad organizada y personal capacitado interesado. Igualmente, la participación involucra la incorporación de los trabajadores y operarios en las tomas de decisiones del responsable de la prestación del servicio. El nuevo modelo de gestión del sistema eléctrico que plantea las Smart Grid debe estar comprometido con la promoción e implementación de una nueva cultura de ahorro energético, tratando de que el usuario tenga un conocimiento más profundo de la energía y de todo lo que la rodea.

Tecnología: para el caso específico de la instalación de los medidores inteligentes, es necesario un estudio previo para determinar las características



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

del medidor que se adaptaría al modelo a fin de obtener los mejores beneficios. El estudio deberá determinar las características técnicas que se adapten al sistema eléctrico como que nivel de inteligencia por parte de un medidor podría adaptarse a cada una de las empresas de distribución, la activación de seguridad antifraude para la protección de la información de cada usuario, la determinación de si los protocolos de comunicación que se desarrollan en Ecuador estarían en la capacidad de cubrir las exigencias de la medición eléctrica inteligente, que tipo de software y de hardware sería más factible implementar, la interfaz del usuario cuan avanzada debe ser en función de los diferentes tipos de usuarios. Esto implicaría involucrar activamente la empresa líder en comunicaciones en Ecuador, para determinar según los criterios de esta empresa el sistema apropiado para transferir información entre los medidores y los DMS y de esta forma determinar el componente tecnológico que deberá incluirse en el modelo de medidor establecido para nuestro sistema eléctrico.

El sistema eléctrico debe ser organizado y administrado con criterios de eficiencia, eficacia, rentabilidad, sostenibilidad y sustentabilidad. Para ello, se hace necesaria la adecuación de procesos e implantación de una plataforma tecnológica orientada a suministrar a los usuarios del servicio eléctrico una atención de alta calidad.

Las empresas eléctricas y el Estado deben promover el desarrollo de una plataforma tecnológica de investigación, para el desarrollo del conocimiento y de estrategias que procuren la autonomía en el equipamiento de infraestructura en el sector eléctrico y en la realización de las actividades propias del sistema eléctrico nacional, ampliando los espacios de participación ciudadana. Para lograr este objetivo estratégico se deben activar los compromisos de transferencia tecnológica que en materia energética ha firmado el Estado ecuatoriano con otros países, así como promover la inversión de capitales nacionales y extranjeros en empresas y bajo el control de las mismas, dedicadas al perfeccionamiento de tecnologías, fabricación y/o reparación de componentes, partes y piezas, entre otros, para el desarrollo automatizado del sector eléctrico nacional.



Legislación: es necesario establecer ciertas legislaciones con respecto a estos nuevos proyecto del sistema de distribución eléctrico, por ser propuestas nuevas es necesario que todos los organismos y sectores involucrados establezcan limites de acuerdo a lo propuesto, como la fijación de lapsos para la instalación progresiva y total del los nuevos equipos en el sistema de distribución, establecimiento de la obligatoriedad de uso de los nuevos dispositivos como es el caso de los medidores inteligentes por parte de todos los usuarios, formulación de normativas de uso para los usuarios con el fin de que la población pueda sacar el mejor provechos de estos nuevos equipos y lo mas importantes en el caso de la legislación es establecer los derechos y deberes tanto de las empresas de distribución como de los usuarios procurando que todos cumplan con el rol que les corresponde en pro del proyecto y respetando de ambos lados todo lo que tenga que ver con esta nueva inversión.

La planificación del sistema eléctrico nacional, la formulación de nuevas políticas y el ordenamiento de las actividades que lo constituyen debe ser asumida al mismo tiempo por las empresas de distribución así como por el Estado para el correcto desarrollo de la implementación de las Smart Grid. La planificación de las actividades debe realizarse de conformidad con los principios aplicables para cualquier servicio público, entre los que cabe señalarse: inserción tecnológica, sostenibilidad ambiental, ordenación territorial, integración geopolítica, uso racional y eficiente de recursos y utilización de fuentes alternativas de energía. La mejora en la planificación del sector eléctrico y la implementación de las Smart Grid debe procurar convertir a Ecuador en una potencia en materia de energía y fortalecer la integración energética, asegurando que la producción y el consumo de energía contribuyan a la preservación del ambiente, y la integración total de los usuarios al sistema.

4.1.2. Sistema de gestión de distribución, acceso a los medidores inteligentes

El sistema de gestión de distribución y el acceso a los medidores inteligentes debe considerar los siguientes aspectos:



Inversión: en este caso la inversión a considerar será referente a la instauración de un sistema de gestión de distribución que vaya de la mano con la implementación de los medidores inteligentes. Se deben establecer los factores para la inversión inicial, su sostenibilidad y recuperación y el control de costo para la utilización de un sistema de gestión de distribución capaz de responder a las necesidades de la nueva tecnología de los medidores, los DMS son considerados puntos estratégicos centrales y locales para la obtención de toda la data perteneciente a la medición inteligente así como de otros dispositivos automatizados a través de la red de distribución con el fin de obtener un mayor control mediante sistemas a control remoto. La inversión de estos puntos debe ser considerada con prioridad para el desarrollo adecuado de la medición pues descentraliza la recopilación y procesamiento de datos.

Divulgación y capacitación: no cualquier personal se encuentra en la capacidad de dirigir y manipular un sistema de gestión de distribución manteniendo la seguridad y protección de la información de manera adecuada, es por esto que es necesario la capacitación de personal técnico adecuado de las mismas empresas de distribución eléctrica, con la finalidad de hacer el sistema eléctrico más eficiente en función de el DMS. El personal técnico de las empresas que se capaciten en DMS debe cubrir aspectos como el conocimiento de programas de control remoto como los sistemas SCADA así como sistemas de control del sistema eléctrico.

Tecnología: en el aspecto tecnológico, la inserción de un sistema de gestión de distribución amerita de la investigación y estudio con anterioridad para determinar la composición y las características pertinentes al DMS para la aplicación eficiente y segura de estas herramientas que permiten la automatización del sistema a través de nuevos dispositivos automáticos y controlados de manera remota.

Los sistema DMS cubren el acceso a la información a través de hardware y software y de los protocolos de comunicación pertinentes y adecuados al



sistema de distribución y de comunicación de Ecuador, por otro lado cubre los aspectos relacionados con el manejo de dicha información teniendo en consideración criterios como aplicación de una seguridad antifraude que permita responder por la seguridad de los datos obtenidos por el sistema, la creación de una interfaz con el usuario que permita la interacción continuo entre las empresas y los usuarios para la manipulación de los datos obtenidos de los medidores, la aplicación de un sistema de información geográfico mediante el cual se realiza una integración organizada de hardware, software y datos geográficos que permitan almacenar, manipular, analizar y desplegar en función de un catastro del sistema de distribución eléctrico a través de información geográfica referenciada que permitan resolver problemas de planificación y gestión.

Legislación: es necesario la organización de una comisión con participación de todos los sectores involucrados y liderados por las altas autoridades del sector eléctrico, el cual deberá que se encargue de formular los parámetros necesarios para legislar todo lo relacionado a la automatización del sistema de distribución y la implementación de un sistema DMS estableciendo los lapsos de instalación de dichos sistemas los cuales deben realizarse paralelamente con la instalación de los medidores inteligentes, la formulación de un marco organizativo de funcionamiento del DMS en función de las necesidades de la red de distribución y de los medidores inteligentes, establecimiento de normativas que regulen la utilización de dicha herramienta en función del manejo de la información y por ultimo establecer los derechos y deberes tanto de los usuarios y las empresas.

4.13 EL MEDIDOR

El medidor inteligente es parte esencial del desarrollo de la primera etapa de la implementación del Smart Grid ya combina tecnología que ha sido exitosa a través del tiempo con innovaciones, incluyendo rangos amplios de voltaje dinámico, consolidación de formas, diagnósticos de línea, y reconocimiento automático del tipo de servicio, ya que busca minimizar en los sistemas existentes, la lectura y programación del mismo.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Se pretende con esta innovación conseguir confiabilidad y precisión en la información para la facturación. Cada medidor debe poseer la compatibilidad con una variedad de tarjetas de comunicación incluyendo un módem interno, una tarjeta RS232, o una tarjeta de relés de entrada / salida. Cualquiera de estos puede ser incluido con el medidor desde la fábrica o bien, instalado una vez que el medidor esta en servicio.

Estos medidores deben presentar con la capacidad de aplicación de voltaje amplio dinámico, reducción de formas, reconocimiento de servicio automático, diagnóstico y vigilancia de instalación, que es necesario ejecutar continuamente un análisis y diagnóstico completo del equipo de instalación de medición, el cableado de servicio, y las características de carga.

Esto permite que vigilar continuamente el servicio y la carga ante fallas en el equipo, instalación incorrecta del cableado, condiciones de carga, condiciones de calidad de potencia deficientes, y alteración o violación del equipo. Además vigila la polaridad de fase, fases inactivas, desplazamiento de ángulo de fase, desequilibrio de fase, y polaridad de flujo de energía de la instalación.

Entradas / salidas

Una tarjeta opcional de entrada / salida provee hasta cuatro relés de estado sólido tipo C y hasta dos entradas externas para grabar pulsos de una fuente remota. Se puede usar una de las entradas externas para cambiar las tarifas en tiempo real o para lectura automática. Se puede añadir la tarjeta fácilmente sin que necesite herramientas especiales o soldadura.

DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE ELECTRÓNICO

- Pantalla de cristal líquido (PCL)

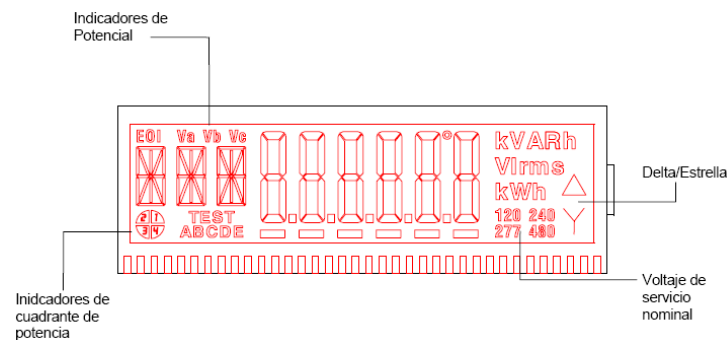


Figura 4.1. (a) Pantalla de Cristal Líquido (PCL)

El medidor debe estar equipado con una tarjeta electrónica de opciones en el medidor del tipo "plug-in" para facilitar la ágil instalación o remoción de la misma. Como referencia rápida, cada medidor tiene un rótulo en el cable de opciones mostrando la opción instalada en dicho medidor, junto con los colores del cableado, por ende debe proporcionar:

- Conexión de Comunicación en Tiempo Real

La conexión de comunicación en tiempo real permite cambiar la tarifa activa a tiempo real. Se pueden obtener tarifas en tiempo real de dos maneras distintas:

1. La Entrada Externa 1 se puede programar para iniciar una tarifa en tiempo real.
2. Un comando de comunicación se puede usar para iniciar una tarifa en tiempo real. El tiempo real se puede usar para reducir la demanda pico del sistema cambiando a una tarifa especial o para promover más uso al cambiar a una tarifa con costo más bajo.

Par usar las comunicaciones en tiempo real, se debe instalar una tarjeta de comunicaciones al medidor. La tarifa activa podría cambiarse en cualquier momento al iniciar el comando apropiado.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Tarjeta de Comunicaciones Modem

Una tarjeta de comunicaciones MODEM opcional provee un canal de comunicación alternativo al medidor. Las tarjetas de comunicación (MODEM o RS-232) se instalan en forma paralela a la tarjeta del registro.

Por lo que se debe tener en consideración para ser utilizado en primera instancia para iniciar con el proceso de automatización de la red eléctrica a una red eléctrica inteligente.

Este proceso Smart Grid, a través de su denominado Smart Meetering, brinda una amplia complejidad al momento de elegir un modelo de medidor acertado y que cumpla con los requerimientos de hardware y software, por lo que hemos visto la necesidad de establecer como ejemplo las características de un medidor inteligente, robusto, eficaz y sobre todo flexible a las necesidades de acoplamiento a este nuevo proceso de implementación en las redes eléctricas de distribución ecuatorianas, un poco más actual y accesible.

Por estas razones anteriormente mencionadas se pretende conseguir un medidor multifuncional electrónico totalmente programable por software para instalaciones comerciales, industriales, subestaciones, etc., y que contenga, entre las principales características, las siguientes:

- Medición de energía, potencia y demanda (activa, reactiva y aparente). Bidireccional y en 4 cuadrantes. Medición trifásica y monofásica.
- Auto-rango de tensión.
- Corrientes de 1(10) A para Usuarios domiciliados.
- Corrientes de 5(10) A para Usuarios Industriales.
- Frecuencia adecuada para el sistema.
- Normativa IEC 62053-22, NTC2147; energía activa (CL0.5S y 0.2S); IEC 62053-23, NTC 4569, energía reactiva (CL2.0).
- Fuente trifásica redundante.
- Memoria interna: Doble curva de carga.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Módulo de calidad de servicio (cortes, sentenciones, sobretensiones).
- Puertos seriales: RS-232 y/o RS-485.
- Módem telefónico externo que puede ser alimentado por el puerto RS-232.
- Salidas y entradas de pulsos y de control.
- Múltiple tarifa.
- Software de programación,

Comunicaciones:

El medidor debe poseer una gran conectividad, lo que permitiría tener comunicaciones por muchos medios, así:

- Puerto óptico.
- Puerto directo RS-232 / RS-485.
- Multidrop (varios medidores).
- TCP/IP: Ethernet / LAN / WAN.
- Módem: Telefónico / CDPD / GPRS.
- Internet.
- Fibra óptica.
- Satélite.
- Combinaciones de los anteriores.

4.2 Criterios de Diseño y Reconfiguración de la Red de Distribución Eléctrica, para el inicio de la Formación de las Smart Grid.

Actualmente muchos de los sistemas de distribución presentan índices de caída de voltaje y pérdidas de potencia que no se encuentran dentro de los límites de variación permitidos, esto se debe fundamentalmente al aumento del consumo de energía y la invariabilidad de los circuitos de la red. Es por ello que se deben realizar mejoras para aumentar la eficiencia de la red de distribución mediante la expansión y reconfiguración del sistema, la expansión tiene como objetivo adecuar bajo el criterio de máxima rentabilidad el sistema eléctrico, teniendo en



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

cuenta crecimientos futuros de la demanda y garantizando un suministro de energía eléctrica con niveles de calidad y confiabilidad determinados. La reconfiguración se puede entender como el conjunto de medidas tomadas para mejorar las condiciones actuales del sistema, realizando los cambios necesarios tanto en condiciones normales así como en condiciones de contingencia mediante la transferencia de cargas de un alimentador a otro teniendo en cuenta las restricciones de los parámetros de operación de la red y la topología de los circuitos, con el propósito de mejorar las características operativas de los sistemas, en términos de disminución de pérdidas, mejoramiento del perfil de tensiones, balanceo de cargas, etc.

- Madurez tecnológica y riesgo de “first mover”.

La falta de tecnologías estándares y maduras, aumentan el riesgo de inversión, además están las escasas pruebas piloto de escala suficiente que no permiten que las estimaciones y supuestos considerados no sean totalmente fiables.

- “Business case”
 - Los costos de inversión y operación son todavía elevados y por otra parte los beneficios que se pretenden conseguir son difícilmente cuantificables.
- Concienciación
 - De parte de los reguladores enmarcados en los objetivos de fomento de las energías renovables, eficiencia energética, reducción de CO₂ y la necesidad de aumentar la inversión en las redes eléctricas.
- Normativa de regulación.
 - En algunos casos impone limitaciones o barreras técnicas y en otras no genera incentivos suficientes para la inversión.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- Acceso a fuentes de financiación.
 - Con cambios repentinos en el modelo y el aumento de los riesgos de una actividad regulada permiten el aumento de costos de financiación haciendo menos rentables las inversiones.

En base a estos criterios, se ha analizado las redes de distribución y se pueden determinar la cantidad de dispositivos inteligentes que deberían instalarse en la ciudad de Quito para disponer de una red automatizada.

Las Smart Grid proponen la continua transferencia de carga, la cual actúa como una de las principales medidas utilizadas para la reconfiguración de la red, en condiciones normales del sistema eléctrico la transferencia de carga se realiza para optimizar el comportamiento de la red en cuanto a la demanda de potencia, transfiriendo carga a los circuitos subutilizados de aquellos circuitos sobre utilizados compensando las cargas la operación del sistema para hacerlo más eficiente. En caso de que el sistema eléctrico presente condiciones de contingencia que afecte el suministro del servicio eléctrico a los usuarios las Smart Grid proponen la reconfiguración automática de la red conectando los circuitos afectados de las zonas prioritarias a circuitos que se encuentren en normal funcionamiento. Esta reconfiguración se debe hacer mediante análisis previos de los circuitos y de las zonas prioritarias.

4.3 PROYECTO PILOTO SMART GRID

Las Smart Grid no se concibe totalmente formado y listo para funcionar, ya que se encuentra apenas y en proyecto. Como ha sido el caso con cada nueva tecnología, cada nueva estrategia, cada nueva orden de cosas, habrá una curva de aprendizaje. Las empresas de distribución y transmisión no pueden avanzar a lo largo de la curva de aprendizaje hasta empezar a utilizar el análisis en tiempo real y la gestión activa de la red.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Los desarrolladores para análisis de circuitos están empezando a trabajar con los principales proveedores de SCADA y AMR en proyectos piloto sobre el tema. Las empresas distribuidoras están en un proceso de planificación de un proyecto piloto con tecnologías AMR. Por concepto, el proyecto piloto incluirá la tecnología existente que más cerca esta de completar el análisis en tiempo real. Uno de los importantes resultados de los proyectos piloto es establecer un punto de partida para el número mínimo de medidores en línea con SCADA.

Conocer más acerca de estos temas será cada vez más crucial para que las empresas de servicios públicos puedan planificar y ejecutar el despliegue de análisis en tiempo real en todo el sistema. Por estas razones las empresas distribuidoras están destinadas a tener en cuenta los siguientes puntos:

4.3.1 ARQUITECTURA REGIONAL

1. El Cliente requiere consolidar la operación actual de las empresas de distribución de Ecuador en regiones, cada una soportada por un Sistema Integrado Regional (SIR) de Operación de la Distribución, de acuerdo con lo esquematizado en la Figura 4-2.
2. Cada Región comprende varias zonas correspondientes a las áreas geográficas de responsabilidad asignadas a las empresas que actúan en la Región.
3. Considerando que algunas Empresas han implementado sistemas SCADA con tecnología reciente, se deben integrar estos sistemas a los SIR.
4. Cada SIR soportará la operación de la distribución en su región por medio de las siguientes funciones regionales:
 - A. **SCADA**, consiste en la funcionalidad de adquisición de datos y control (Supervisory Control and Data Adquisition) como se especifica en este documento.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Los SCADA Regionales se comunican entre sí por medio del protocolo ICCP para intercambio de información de puntos que interesen a las regiones por medio de enlaces redundantes soportados por el Sistema. Adicionalmente los SIR Regionales se comunican con el Centro de Control de Energía del Ecuador, CENACE por medio de protocolo ICCP y enlaces redundantes soportados por el Sistema objeto de esta licitación.

El SCADA Regional recoge datos:

- a. Directamente.
 - b. Por medio de concentradores de datos a ser adquiridos en esta licitación o existentes utilizando enlaces redundantes soportados por el sistema objeto de esta licitación.
 - c. Por medio de los SCADA existentes. Los SCADA existentes se comunicarán con el SIR por medio del protocolo ICCP por enlaces redundantes a ser soportados por el sistema objeto de esta licitación.
- B. **OMS (Outage Management System)**, que debe permitir a los operadores responder adecuadamente a las condiciones de interrupción detectadas directamente por medio del SCADA, datos de la plataforma de medición de energía AMI (Advanced Metering Infrastructure), o información reportada por los usuarios del servicio eléctrico por medio de la función de atención de llamadas (Trouble Call System), por mantenimiento programado. El OMS debe utilizar los métodos más modernos basados en equipos móviles y despacho de personal de campo para optimizar el uso del personal de atención de reclamos disponible, minimizando los tiempos de respuesta de atención a los usuarios.
- C. **DMS (Distribution Management System)**, conjunto de herramientas de análisis de la operación del sistema de distribución



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

tanto en tiempo real como en modo de estudio, utilizando para este fin el modelo del sistema eléctrico mantenido a partir de la información del sistema GIS (Geographic Information System) y de datos de la situación actual del SCADA o futura, formulada por el operador o de la información proveniente de la programación del mantenimiento.

- D. **SGI, Sistema de Gestión de la Información**, con funciones tanto de repositorio histórico para los sistemas que soportan la operación (SCADA, OMS, DMS) como de datawarehouse para datos recolectados directamente de campo por interfaces del SGI pero que no son objeto de recolección de datos de SCADA. El SGI regional operará a nivel regional como alternativa básica a ser cotizada. Como una opción se debe cotizar, además del SGI Regional, SGI zonales que reporten datos al SGI Regional en forma jerárquica, minimizando requerimientos de comunicaciones.
- E. **QADS (Quality Control and Development System)**, que debe permitir construir bases de datos y despliegues durante la etapa inicial del proyecto para luego servir de plataforma de prueba de versiones nuevas de software y de desarrollo e integración de funciones.
- F. **OTS (Operator Training Simulator)**, que debe permitir ejercitar a los operadores de forma a que puedan responder adecuadamente a diferentes situaciones formuladas por los entrenadores en escenarios previamente preparados. El OTS se implementará solo en uno de los SIR, prestando sus servicios al conjunto de regiones. Se deberá cotizar como opción la posibilidad de acceso remoto al OTS de forma que se pueda minimizar el desplazamiento de operadores de otras regiones a ser entrenados precisando el ancho de banda de comunicaciones requerido para soportar la capacitación remota solicitada.

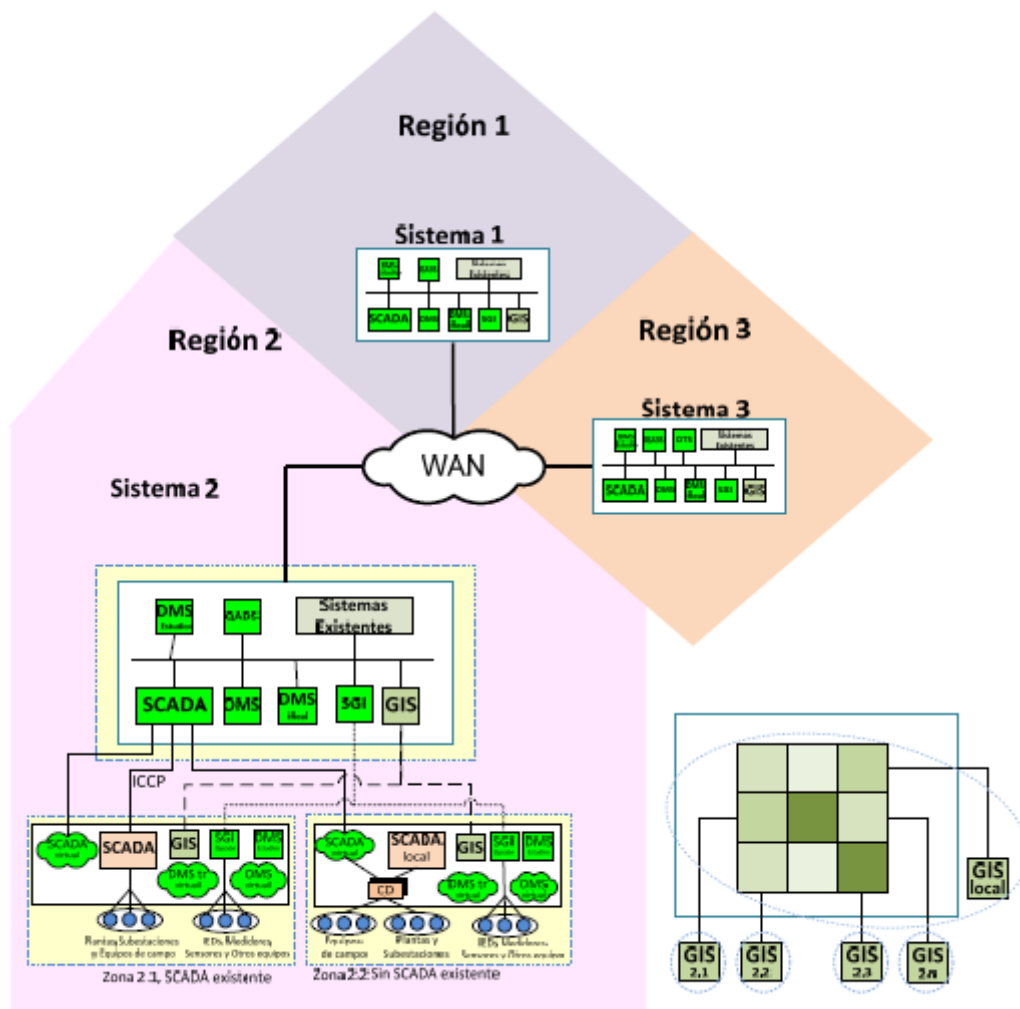


Figura 4-2. Regiones Sistema Integrado Regional (SIR) de Operación de la Distribución.²⁷

G. **GIS**, existente con software ARCGIS que consolida el modelo regional del sistema eléctrico a partir de los modelos mantenidos por los GIS de cada zona.

H. **Sistemas Existentes**, que comprende todos los sistemas del Cliente tales como Sistemas de Información de Usuario (Customer Information System), ERP y otros que contengan datos requeridos por el OMS y/o DMS y que por lo tanto deben ser integrados con los sistemas objeto de esta licitación por medio de interfaces suministradas por el Contratista. Para esta licitación se deberá cotizar

²⁷ Tomada de: Arquitectura Regional, Proyecto SIDGE.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

la integración con estos sistemas por medio de Web Services diseñados e implementados por el Contratista que puedan ser luego segmentados para dar cabida al bus empresarial con tecnología SOA en desarrollo por el Cliente.

5. Los sistemas de zona tendrán la siguiente funcionalidad, (implementada por medio de funciones soportadas por un esquema tipo cloud computing, soportado por las comunicaciones del Cliente) para operación en condición normal, definida como la situación cuando el sistema del centro de control de zona tenga operativas todas las comunicaciones con el SIR Regional:

a. SCADA virtual consistente en acceso remoto del SCADA regional por medio de consolas remotas configuradas con las áreas de responsabilidad adecuadas para operar el sistema eléctrico de la zona.

b. OMS y DMS en tiempo real virtuales operados por medio de consolas remotas de las funciones del SIR respectivo configurados para las áreas de responsabilidad respectivas.

c. DMS en modo de estudio que se debe poder configurar a partir de datos operativos tomados del GIS local y del SIR regional.

d. SGI zonales que sirvan para recolectar datos de campo que no son objetos de SCADA y reporten los mismos al SGI Regional.

e. GIS de zona (con software ARCGIS ya adquiridos por el Cliente) que soportan entre otros el mantenimiento del modelo de zona, la visualización y soporte de operación y el DMS modo de estudio.

6. Los sistemas de zona tendrán la siguiente funcionalidad para operación en condición de emergencia, definida como la situación cuando el sistema del centro de control de zona pierda comunicaciones con el SIR Regional que impidan su operación normal:



- a. Para la función de SCADA se consideran los siguientes casos:
- i. Para los centros de control zonales con sistemas SCADA existentes se utilizarán estos sistemas para la operación en tiempo real bajo condiciones de emergencia.
 - ii. Para los centros de control zonales que no tenga SCADA existentes se debe cotizar sistemas SCADA Local que cumpla los requisitos especificados en la Sección de SCADA de estas especificaciones y que trabajen en conjunto con los concentradores de datos duales que son objeto de esta licitación mientras dure la operación aislada de la zona. Cuando se restablezca la comunicación sincronizarán su información local con el SIR Regional.
- b. DMS en modo de estudio que se debe poder configurar a partir de datos operativos tomados del SCADA regional mediante las comunicaciones necesarias para la conexión de los sistemas de control de zona con su respectivo GIS local y del SIR regional (de forma opcional se podrá tomar la información del SGI zonal) y de la información del proceso del mantenimiento.
- c. SGI zonales opcionales que deberán recolectar datos de campo que no son objetos de SCADA, almacenarlos localmente mientras dure la interrupción de comunicaciones para luego reportar los datos al SGI Regional una vez restablecidas las comunicaciones.
- d. GIS de zona (con software ARCGIS ya adquiridos por el Cliente) que soportan entre otros el mantenimiento del modelo de zona, la visualización y soporte de operación y el DMS modo de estudio.

7. El proponente debe especificar el SIR definiendo los enlaces requeridos, anchos de banda requeridos, etc. cotizando todos los elementos necesarios incluidos switches, routers y firewalls necesarios. Se tendrá en cuenta, salvo que se especifique otros números, que para cada zona se tendrán como básico dos operadores principales y una consola de análisis que puede ser activada como tercera consola de operación en caso necesario.

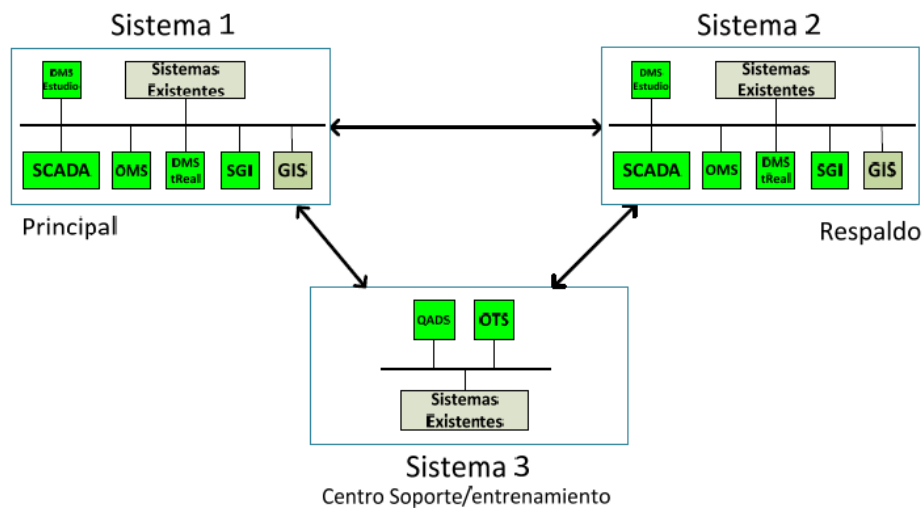


Figura 4-3.- Evolución arquitectura de los SIR.²⁸

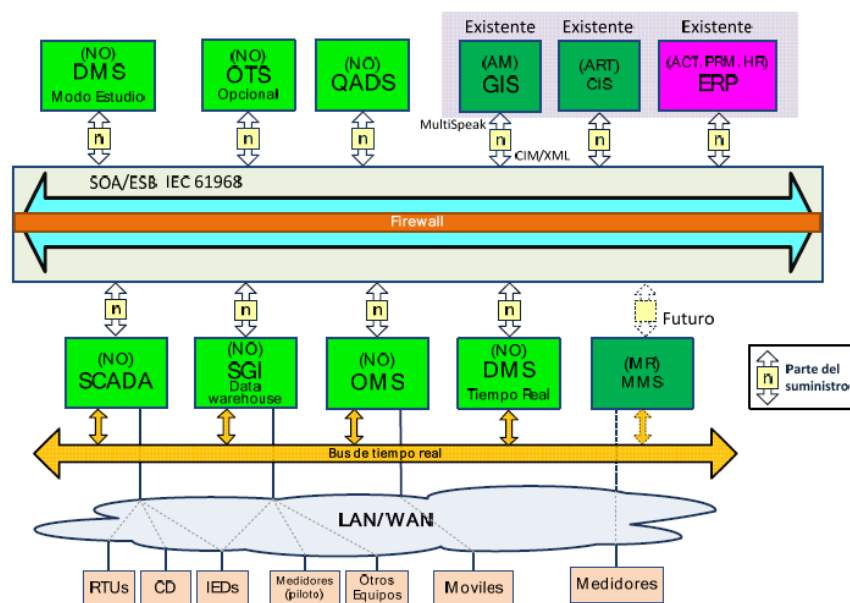


Figura 4-4.- Componentes Principales del Sistema.²⁹

²⁸ Tomada de: Arquitectura Regional, Proyecto SIDGE.

4.3.2 Componentes Funcionales

1. Los componentes funcionales de la arquitectura se presentan en la Figura 4-5.

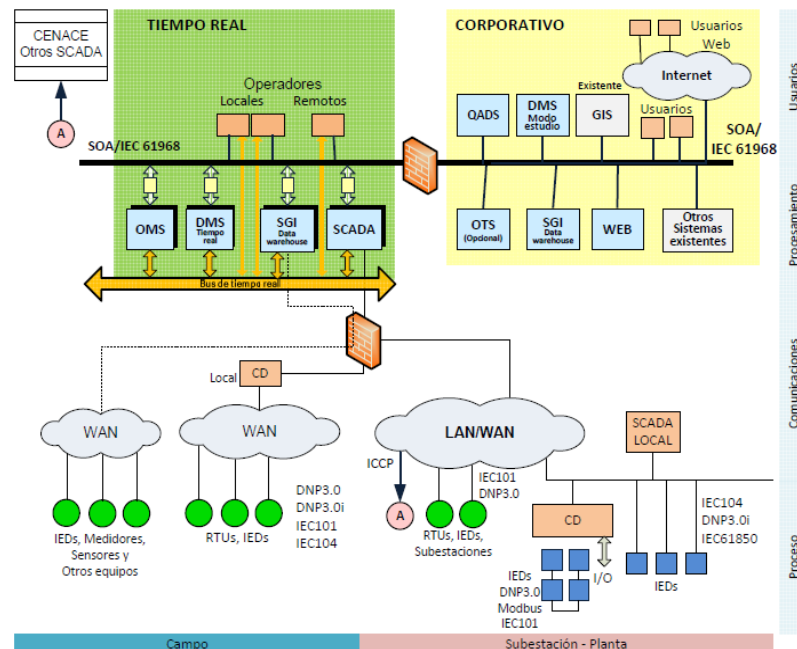


Figura 4-5. Componentes funcionales de la arquitectura.³⁰

2. Las funciones del sistema a ser suministrado se muestran en la Figura 4-5 según la separación en tres partes claramente segmentadas: el bus de tiempo real y el bus de servicios que están en la zona militarizada (Tiempo Real) y el bus de servicios que está en la zona desmilitarizada (Corporativo) dando servicio a usuarios corporativos y por lo tanto evitando su acceso a las zonas de máxima seguridad.

3. Funciones de operación que se comunican entre sí por el bus de tiempo real y que se interconectan a otras funciones por el bus de servicios y que comprenden las siguientes:

²⁹ Tomada de: Arquitectura Regional, Proyecto SIDGE.

³⁰ Tomada de: Arquitectura Regional, Proyecto SIDGE.



- a. La suite de tiempo real, SCADA, SGI, OMS y DMS en tiempo Real especificada y comunicada por el bus de tiempo real.
- b. Funciones de recolección de datos SCADA y SGI que se conectan a los elementos de campo por medio de protocolos estándar utilizando una red de área amplia suministrada por el Cliente. Estos elementos se explican en mayor detalle en la sección siguiente y comprenden equipos de subestaciones/plantas y equipos remotos de medidores y sensores de campo. Se implementarán un conjunto de Concentradores de Datos y SCADA locales como se especifica.
4. Funciones de estudio que incluye el DMS en modo de estudio para el análisis de la red.
5. QADS como se especifica más adelante en esta Sección.
6. OTS ejecutará sus funciones en un hardware dedicado a dicha funcionalidad. Igualmente suministrará la capacidad de entrenar operadores simulando tanto el sistema eléctrico como el sistema SCADA/OMS/DMS.
7. Servidor WEB: que dispone de todos los servicios necesarios para que usuarios externos con browsers comerciales y acceso tipo internet con dispositivos fijos o móviles puedan acceder, con las debidas autorizaciones, a funciones y datos del Sistema.

4.3.3 Concepción del Sistema SCADA

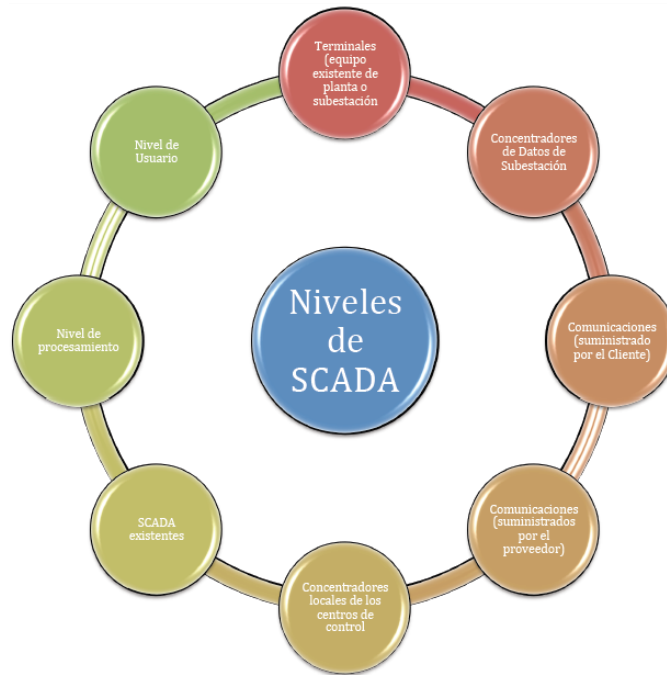


Figura 4-6. Niveles Fundamentales de un SCADA, Tomada de: Autoría Propia.³¹

1. La configuración básica del sistema incluye los siguientes niveles que hacen parte del esquema de operación y control:

a. Terminales (equipo existente de planta o subestación): corresponde al nivel de terminales remotas (RTU) existentes o de IEDs de subestación los cuales directamente o por medio de concentradores de datos locales transmiten la información de tiempo real requerida por el SCADA. La comunicación de las RTU o IEDs a los concentradores de datos se los realizará a través de los protocolos: IEC-103, DNP3, MODBUS, etc.

b. Concentradores de Datos de Subestación: que sirven de elementos que agrupan IEDs o RTUs o Elementos Tele controlados con comunicación serie o de red de diferentes protocolos y que se comunican hacia el centro de control con un protocolo de red sobre TCP/IP (IEC 60870-5-104,

³¹ Tomada de: Autoría Propia.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

DNP3i) y protocolos seriales utilizados por el Cliente. Adicionalmente se utiliza el protocolo IEC61850 en subestaciones con su proyección hacia centros de control en un futuro.

c. Comunicaciones (suministrado por el Cliente): comprende los sistemas de comunicaciones por diferentes medios que transmiten la información de terminales remotas de red, terminales remotas con comunicación serie y concentradores remotos que soportan comunicaciones con subestaciones, equipos de media tensión, medidores inteligentes, etc. Este sistema no incluye ruteadores y demás accesorios que deben ser suministrados por el Contratista para soportar las comunicaciones mencionadas.

d. Comunicaciones (suministrados por el proveedor): Comprende la red de comunicaciones interna en los centros de control regionales.

e. Concentradores locales de los centros de control: semejante al nivel de concentradores remotos, tiene como función el tratamiento de canales seriales y de canales de red con diferentes protocolos para adecuarlos a las necesidades del SCADA. Estos concentradores deben poder enviar información a más de un sistema de control como puede ser el sistema del centro de control de respaldo (“backup” futuro) cuando se implemente la transición hacia la configuración dual especificada.

f. SCADAS existentes: incluye el conjunto de sistemas existentes en las diferentes regiones y que continuarán soportando la operación como elementos de recopilación de datos en sus zonas que transmiten datos hacia los SIR utilizando el protocolo ICCP. Estos sistemas operarán como sistemas de respaldo en caso de falla de las comunicaciones entre el sistema de control de zona y el SIR correspondiente.

g. Nivel de procesamiento: comprende el conjunto de servidores de los sistemas SCADA cumpliendo con los requerimientos de continuidad del



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

negocio que soportan a todos los usuarios tanto locales como remotos de los SCADAs virtuales. El nivel de procesamiento incluye el sistema de configuración y prueba que debe soportar el mantenimiento de base de datos, despliegues y demás labores de soporte de los sistemas que para efectos de este documento se denomina QADS (“Quality and Development System”).

h. Nivel de Usuario: es el conjunto de usuarios de diferente tipo que haciendo uso de los recursos de los nodos de procesamiento, cumplen con sus tareas del ambiente de operación, de ingeniería y estudios, corporativo, etc. por medio de “workstations” o por medio de PCs con browsers comerciales con acceso de diferente tipo incluyendo Web.

Los sistemas SCADA deben poder asignar a los usuarios los accesos permitidos por medio de la definición de áreas de responsabilidad. Un usuario no debe estar limitado a las funciones soportadas por su propio sistema de control sino que puede tener acceso autorizado como usuario remoto de otros sistemas. De esta manera se debe poder lograr la sinergia de poder utilizar todos los nodos de procesamiento como recursos de los usuarios de cada localidad en la transición hacia el sistema dual especificado.

4.3.4 Sistema de Aseguramiento de la Calidad y Desarrollo de Programas (QADS)

1. Se deberá configurar el QADS de tal manera que contenga toda la funcionalidad del Sistema, incluyendo SCADA (adquisición de datos y control y protocolo TASE.2), SGI, OMS, DMS en tiempo real y modo de estudio y aplicaciones de seguridad de la red pero configurados en el conjunto mínimo de equipo preferiblemente en un solo servidor.
2. El QADS soportará los desarrollos del Cliente y las pruebas de las aplicaciones, bases de datos, despliegues y reportes del Sistema además de



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

nuevas versiones del software del proveedor o parches antes de su aplicación al sistema en operación.

3. Se debe suministrar los medios para que una vez verificadas las versiones o pruebas en el QADS los cambios aprobados se puedan propagar al (los) SIR. En consecuencia se deben suministrar todas las herramientas necesarias para soportar la gestión de base de datos y despliegues desde el QADS hacia el SIR correspondiente y en la evolución del sistema hacia la configuración dual especificada.
4. Cada QADS se entregará con una base de datos básica y con todas sus funciones de desarrollo y mantenimiento de software, datos, despliegues, etc. Cada QADS incluirá igualmente herramientas de desarrollo de software, tales como compiladores, control de código fuente, y kits de desarrollo necesarios para soportar la integración de aplicaciones del Cliente con la plataforma global.
5. Se suministrará la capacidad de simular, acceder a o recibir datos en tiempo real provenientes de los concentradores de datos, las RTUs, los elementos tele controlados y demás fuentes de datos objeto del SGI en tiempo real, simultáneamente con el SCADA y SGI principales.
6. El QADS incluirá el modo de escuchar o cualquier otro medio para acceder o recibir datos en tiempo real provenientes de los concentradores de datos, elementos tele controlados y las RTUS y demás fuentes de datos en tiempo real, en forma concurrente con el SCADA.
 - a. El proceso de adquisición de datos en tiempo real deberá ser transparente para cualquier función que se ejecute en el QADS y que esté, utilizando esos datos, no interfiera ni degrade la operación del Sistema.
 - b. No deberá ser necesario reconfigurar la fuente de datos para transmitir a los SCADA y a los QADS simultáneamente (por ejemplo



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

implementando una transmisión redundante de datos a través de un enlace de comunicaciones).

c. El QADS estará en condiciones de adquirir simultáneamente datos en tiempo real directamente desde las fuentes de datos (por medio de equipo de adquisición de datos del QADS) y desde los demás componentes del Sistema.

d. Solamente se comunicaran los comandos de control expedidos por el QADS a los dispositivos de campo si tales dispositivos están conectados directa y exclusivamente al QADS.

4.3.5 Redes Locales y de Área Amplia

1. La LAN del SCADA/OMS/DMS se considerará como una red protegida y confiable.
2. Todo sistema o usuario que se conecte a la LAN del SCADA/OMS/DMS estará sujeto a la autorización por identificación de usuario y acceso con clave (password).
3. El SCADA/OMS/DMS estará conectado a otros centros por el protocolo ICCP. La red de centros de control se considerará como una red confiable sin embargo la conexión entre esta red y el SCADA/OMS/DMS requiere incluir un “firewall” por seguridad.
4. El SCADA/OMS/DMS se conectará a la red corporativa y WAN de comunicaciones por medio de un protector tipo “firewall”.
 - a. El “firewall” proporcionará protección contra posibles amenazas a la seguridad que ocurran a través de la red corporativa y suministrará servicios IPS.



4.3.6 Red de Concentradores de Datos/RTU

1. El SCADA/OMS/DMS se comunicará con los Concentradores de Datos remotos, medidores y RTUs del Cliente a través de la red de comunicaciones.
2. El SCADA/OMS/DMS incluirá los Concentradores Locales (equivalentes en esta especificación a Procesadores tipo “Front End”) que soporten la conexión entre las RTUs, elementos telecontrolados y demás equipos de campo. El Concentrador Local se considerará como un servidor.

4.3.7 Acceso de Mantenimiento Remoto

1. El SCADA/OMS/DMS incluirá capacidades para que los usuarios desde fuera de la LAN del SCADA/OMS/DMS puedan acceder al mismo con el fin de monitorear, analizar y mantener el sistema.
2. El acceso a través de este recurso estará estrictamente controlado e incluirá restricciones fuertes de acceso y encriptación. La plataforma permitirá el acceso remoto utilizando la tecnología de red privada virtual (VPN).
3. El acceso de mantenimiento remoto tendrá las siguientes características:
 - a. El punto de acceso VPN en el centro de control será un recurso dedicado a la VPN.
 - b. Todo el tráfico VPN será enrutado a través del punto de acceso. Este punto requerirá de la autenticación de usuario y políticas de seguridad; y el acceso al SCADA/OMS/DMS no será posible hasta que el usuario haya sido autenticado.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

4. Será posible desactivar el acceso de mantenimiento remoto mediante una sola acción y desconectar físicamente el SCADA/OMS/DMS del punto de acceso.

4.3.8 Arquitectura de Seguridad de la Información y Seguridad Electrónica

1. Cada uno de los sistemas suministrados incluirá un perímetro de seguridad electrónica claramente definido dentro del cual residirán todos los módulos asociados.
 - a. Todos los sistemas y equipos ubicados dentro del perímetro de seguridad, al igual que el equipo que define el perímetro de seguridad, se tratarán y configurarán como activos cibernéticos críticos (Critical Cyber Assets), según lo definido por las normas NERC CIP (Critical Infrastructure Protection).
 - b. El punto principal de acceso a través de este perímetro será un firewall.
 - c. Los demás puntos de acceso, como módems de soporte estarán protegidos o normalmente desactivados de tal manera que se requiera de la intervención manual para activarlos.
2. El Contratista suministrará el firewall y todos los medios de hardware y software de protección del perímetro de seguridad.
3. El perímetro de seguridad informática tendrá como mínimo las siguientes características:
 - a. No habrá conexión directa desde la Internet a las redes del Sistema, y viceversa.
 - b. La red corporativa no tendrá consulta directa ni capacidad de acceso a ningún dato almacenado o procesado dentro del SCADA. Los usuarios



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

corporativos accederán a los datos a través del sistema de SGI de la DMZ o servicios WEB.

- c. Se deberán implementar normas bien definidas que señalen el tráfico requerido y autorizado para todos los puntos de acceso.
 - d. Se permitirá la administración de los dispositivos de control de acceso únicamente a partir de un subconjunto altamente restringido de dispositivos de administración.
4. Se proveerán recursos para registrar todo el tráfico de red con el fin de detectar actividades no autorizadas, no usuales e intentos de burlar las capacidades de seguridad del Sistema o su perímetro de seguridad electrónica. El Contratista incluirá un mecanismo para determinar cuáles patrones de tráfico en red constituyen un tráfico “normal”.
 5. Se suministrará los documentos y planos que muestren los perímetros de seguridad electrónica, todos los componentes interconectados dentro de este perímetro, todos los puntos de acceso a través del perímetro y todos los activos empleados o configurados para controlar o monitorear el acceso a los puntos definidos de acceso.
 6. Se deberá asistir al Cliente en la determinación de permisos para accesos mínimos requeridos por los firewalls a fin de permitir una operación funcional y a la vez segura incluyendo acciones normales, de emergencia y de mantenimiento.
 7. Cuando se implemente el acceso externo al perímetro de seguridad electrónica, el Sistema tendrá activa una interfaz para soportar los controles técnicos estrictos que sean requeridos para garantizar la autenticidad de la persona que accede.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

8. Donde sea aplicable, el contratista propondrá arquitecturas adicionales de seguridad en red, incluyendo redes “DMZ” (“Demilitarized Zone”) y sistemas asociados, con el fin de brindarles a los usuarios externos acceso a los datos sin impactar el desempeño, confiabilidad o seguridad del Sistema o sus sistemas componentes.
9. Todos los Firewalls estarán implementados utilizando una filosofía de “negación por defecto” (“default deny”) que permite el acceso tan solo a los usuarios, nodos, puertos y servicios específicamente autorizados.
 - a. Todos los Firewalls suministrados y sus enrutadores (routers) asociados se configurarán de manera que se generen registros cronológicos de datos de entrada (logs) para todos los intentos exitosos o no de autenticación de usuario (login).
 - b. El Contratista suministrará un listado de todos los puertos, direcciones y servicios necesarios y requeridos que necesiten acceso a través de todos los firewalls que soporten funciones normales, de emergencia y de mantenimiento en ejecución.
 - c. Todo acceso implementado durante el desarrollo del Sistema, pruebas en fábrica y en sitio se documentarán y revisarán con el objeto de eliminarlos antes de la puesta en marcha del Sistema.

4.4 Smart Grid en la Empresa Eléctrica Quito (EEQ)

Actualmente, la EEQ se encuentra en la etapa de planificación de un modelo Smart Grid, y que a través de la arquitectura regional mencionada anteriormente se presenta un esquema que pretende seguir, mediante etapas de implementación, este es el caso del denominado Proyecto SIDGE que presenta una visión general de los Sistemas SCADA/OMS/DMS a ser adquiridos para las siguientes empresas en Ecuador:

- a. **CENTROSUR:** Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.
- b. **CNEL Guayas Los Ríos:** Corporación Nacional de Electricidad – Guayas Los Ríos
- c. **EEACA:** Empresa Eléctrica Azogues C.A.
- d. **EEASA:** Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.
- e. **EEQSA:** Empresa Eléctrica Quito S.A.
- f. **EERSSA:** Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.
- g. **EERSA:** Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

4.4.1 Organización por Etapas

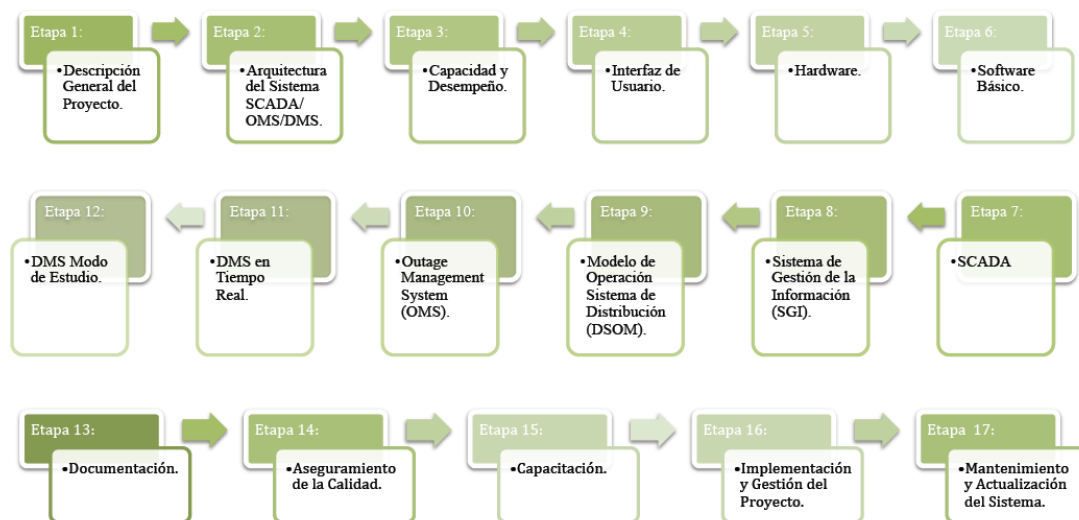


Figura 4-7. Organización por etapas para un Samrt Grid, Tomada de: Autoría Propia.³²

1. Etapa 1: Descripción General del Proyecto, presentación de los objetivos, el alcance global del proyecto, el cronograma del mismo, incluyendo información sobre los siguientes aspectos:

³² Tomada de: Autoría Propia.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

- a. Una descripción de los datos generales de la Empresa Distribuidora
 - b. La estructura organizacional
 - c. Generalidades del sistema eléctrico
 - d. Generalidades del sistema de control y telecomunicaciones.
-
2. Etapa 2: Arquitectura del Sistema SCADA/OMS/DMS, presentación de la concepción general de los sistemas su especificación y las características funcionales de los mismos.
 3. Etapa 3: Capacidad y Desempeño, presentación en detalle de las tablas que resumen el dimensionamiento especificado, los tiempos de respuesta esperados, los escenarios de pruebas y la disponibilidad especificada.
 4. Etapa 4: Interfaz de Usuario, presentación de requisitos de la interfaz de los usuarios de los sistemas.
 5. Etapa 5: Hardware, detallar los requisitos mínimos de los equipos que deben ser suministrados como componentes de los sistemas.
 6. Etapa 6: Software Básico, presentación de las características de la arquitectura de software y datos.
 7. Etapa 7: SCADA, presentación de la funcionalidad requerida de los programas solicitados para la adquisición de datos y el mando remoto.
 8. Etapa 8: Sistema de Gestión de la Información (SGI), especifica los requisitos de los sistemas de almacenamiento históricos.
 9. Etapa 9: Modelo de Operación Sistema de Distribución (DSOM), presentación de las características básicas del DSOM, interfaz central para las funciones SCADA/OMS/DMS.
 10. Etapa 10: Outage Management System (OMS), presentación de los requerimientos de los módulos que componen el OMS: TCS, Eventos OMS, FLISR, SM y CMS.



11. Etapa 11: DMS en Tiempo Real, presentación de la función de Flujo de Carga de Distribución (DPF).
12. Etapa 12: DMS Modo de Estudio, presentación de las funciones de Análisis Red de Distribución (Modo Estudio).
13. Etapa 13: Documentación, describe los requisitos de documentación tanto del proyecto como de los sistemas.
14. Etapa 14: Aseguramiento de la Calidad, representa los requisitos mínimos solicitados de control de la Calidad del suministro y el conjunto de pruebas que se requieren en los sistemas.
15. Etapa 15: Capacitación, especifica cursos y demás medios para preparar el personal designado por el Cliente para la operación y mantenimiento de los sistemas.
16. Etapa 16: Implementación y Gestión del Proyecto, describe los aspectos organizacionales, de dirección y gestión de los proyectos a ser aplicados para el correcto desarrollo de los sistemas a ser suministrados.
17. Etapa 17: Mantenimiento y Actualización del Sistema, especifica lo solicitado con respecto al mantenimiento y actualización de los sistemas durante las diferentes etapas del proyecto, correspondiente al hardware y software de los sistemas.

4.4.2 Descripción General de EEQ S.A.

La Empresa Eléctrica Quito es una empresa distribuidora de energía eléctrica, que cubre un área de concesión de 15.000 km², que corresponde al 5.85% del



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

territorio del Ecuador y comprende la provincia de Pichincha y parcialmente las provincias de Napo y Cotopaxi.

Actualmente, atiende a más de 870.000 clientes con una participación en el mercado ecuatoriano cercana al 22% de la demanda nacional. La empresa cuenta con una capacidad instalada de 97 MW de generación hidráulica y 34,2 MW de generación térmica, además una potencia instalada superior a los 2.125 MVA (mega-volt-amperios) a lo largo de 267.64 km de líneas de sub transmisión, 7.348,88 km. De redes de medio voltaje y 6.588.85 km de redes de bajo voltaje que le permiten atender con altos estándares de calidad a sus clientes. La demanda es de 663,57 MW.

4.4.3 Generalidades del Sistema Eléctrico de EEQSA

La red eléctrica de EEQSA a gestionar está conformada por:

- Red de subtransmisión (niveles de 138 y 46 kV actualmente y 69 Kv en construcción.)
- Red de distribución de MT (niveles de 6.3, 13.8 y 22.8 kV.)
- Red de distribución de BT (niveles de 3F 121/210, 2F 120/240 V)
- Subestaciones AT/MT (138/46, 138/22.8, 46/22.8, 46/13.8, 46/6.3 KV)
- 32.995 Centros de transformación MT/BT

4.4.4 Estructura Organizacional de EEQSA

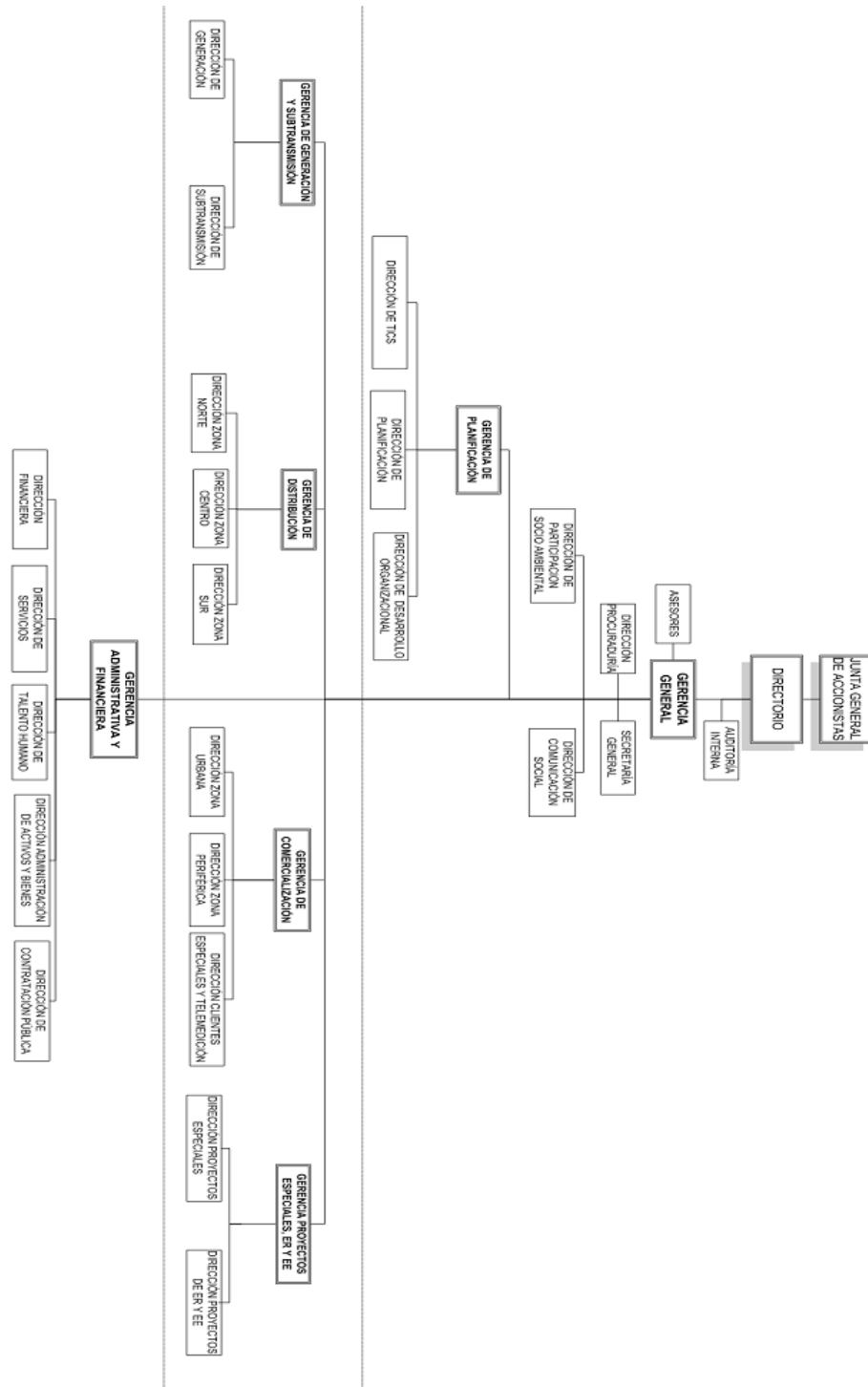


Figura 4.6. Organigrama de EEQSA.³³

³³ Tomada de: www.eeq.com.ec/LaEmpresa/Organigrama



4.4.5 Generalidades del Sistema de Control y Comunicaciones de EEQSA

En el Centro de Control de la EEQ S.A, se cuenta con los siguientes componentes:

- Rack del Centro de Cómputo.
- Dos Servidores SCADAs
- Marca SUN
- Sistema Operativo Solaris 10.
- Ejecuta el Aplicativo Sherpa
- Dos Servidores de Base Histórica
- Marca SUN
- Sistema Operativo Solaris 10.
- Ejecuta la Base de Datos Oracle 9i
- Un servidor Web.
- PC, HP
- Sistema Operativo XP
- Ejecuta el aplicativo web, basado en java.
- Dos Cabinas de Discos
- Una, para la base de datos históricos
- Una, para el aplicativo DMS que no se encuentra operativo.
- Dos GPS, para sincronización.
- Dos Switchs, que permiten realizar la redundancia de la red LAN, N3 FESX424 con 24 puertos 10/100/100.
- Dos Router/Firewall Cisco 2801-hsec/k9

4.4.6 Control de Subestaciones

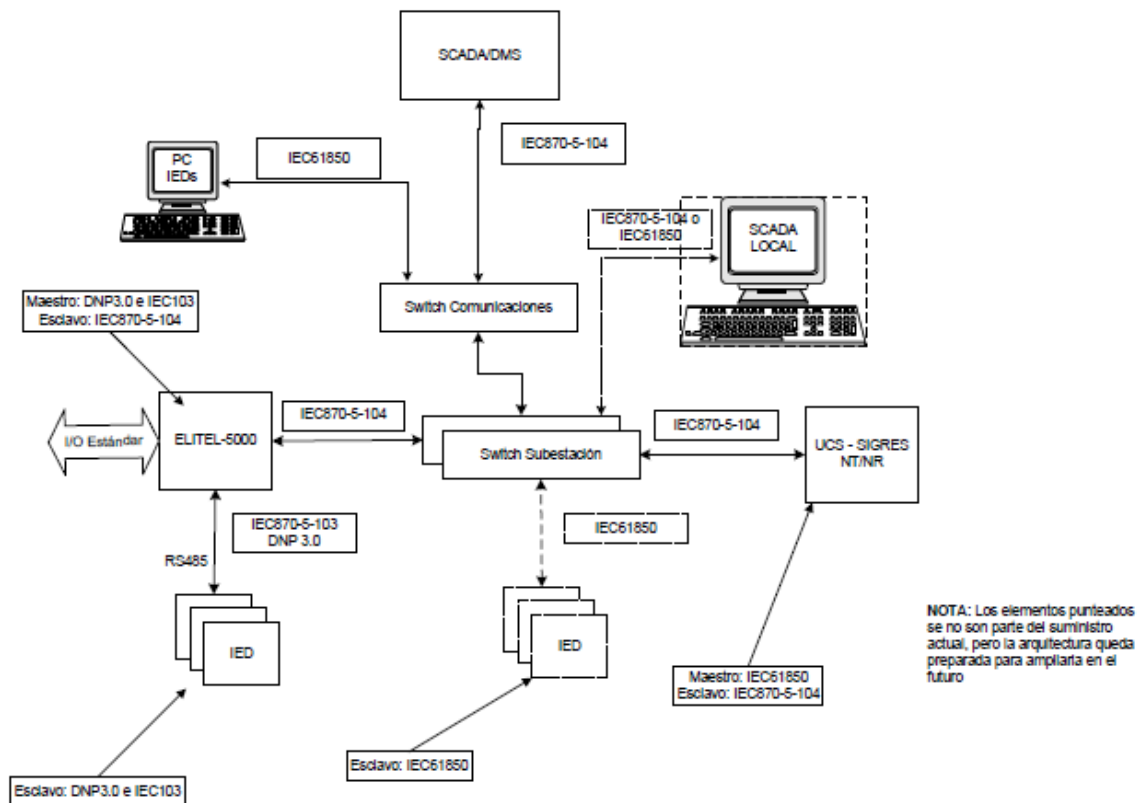


Figura 4-7. Diagrama de control para subestaciones.³⁴

Los puntos supervisados por el SCADA del Centro de Control y los SCADAs Locales, corresponden a la siguiente clasificación:

Aplicativo	Clase de Punto	Promedio Número de Puntos	Capacidad de expansión
Scada Sherpa Centro de Control	Entra Digitales	13883	100000 puntos
	Salidas Digitales	680	
	Entradas Analógicas	4667	
	Calculadas	164	
Scadas Locales con paneles PC	Entra Digitales	591	4000 puntos
	Salidas Digitales	16	
	Entradas Analógicas	183	
	Calculadas	30	

Figura 4.8 SCADA.³⁵

³⁴ Tomada de: Arquitectura Regional, Proyecto SIDGE.

³⁵ Tomada de: Arquitectura Regional, Proyecto SIDGE.

4.4.7 Sistema SCADA EEQ S.A.

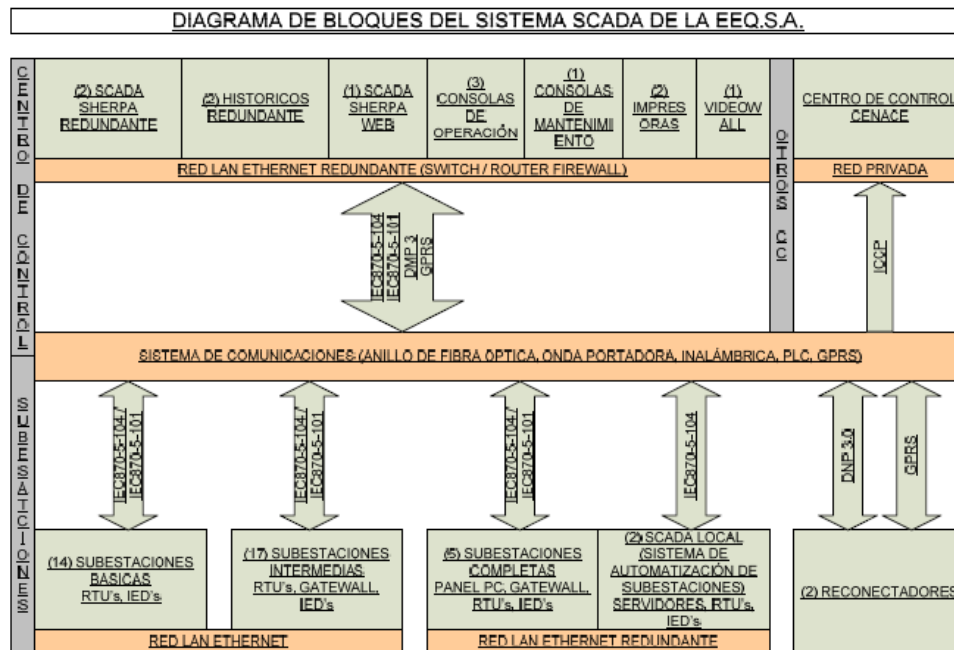


Figura 4.9. Diagrama de Bloques del Sistema SCADA de la EEQ S.A.³⁶

Los protocolos de comunicación sirven para la interconexión con la Red de Área local (LAN), RTUs y con otras empresas, desde las subestaciones al Centro de Control, a través de un canal exclusivo para el Centro de Control del CENACE, en protocolo ICCP.

Dentro de las subestaciones se debería manejar como estándar los siguientes protocolos; 61850, DNP3, IEC-103, Modbus, etc, e IEC-104 en subestaciones nuevas.

- Funciones críticas:

Todas las funciones básicas de un sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de los Datos), que nos permiten monitorear la red, son consideradas

³⁶ Tomada de: Arquitectura Regional, Proyecto SIDGE.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

críticas. Por lo que mediante la redundancia y la configuración adecuada de los equipos se debería garantizar el 99.97 % de disponibilidad.

- Funciones no críticas:

Aunque no se consideren críticas deberán disponer de por lo menos un 98% de disponibilidad, entre estas tenemos:

- Generación de Base de Datos.
- Generación y modificación de despliegues.
- Creación y modificación de reportes.
- Servicio Web.

Se prevé que el proyecto tenga alcance nacional, por lo tanto beneficiará a las 20 empresas distribuidoras de energía eléctrica del Ecuador. Al ser un proceso complejo de integración se planificó ejecutarlo por etapas, conformando en una primera fase una arquitectura regional conforme a lo mencionado anteriormente: Arquitectura del Sistema SCADA/OMS/DMS. Y en su segunda etapa la implementación y ejecución del proyecto.



MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE
PROYECTO SIGDE - COMITÉ DE OPERACIÓN



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

CONTEO DE SEÑALES EMPRESAS ELÉCTRICAS DEL ECUADOR

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

	ITEM	EMPRESA	NUMERO SIE	Posic.	Mand.	Medi.	Conta.	Alarma.	TOTAL	Señales Protecció	Señales Calidad	TOTAL	Clientes Dic/2010	
RESUMEN REGION NORTE	1	EEQ	48	3,640	1,636	3,110	668	15,528	24,583	3,044	8,608	11,652	849,080	
	2	Ambato	18	1,384	1,003	1,963	756	4,620	9,716	3,123	4,814	7,937	211,144	
	ETAPA 1		66	5,024	2,639	5,063	1,424	20,149	34,299	6,167	13,422	19,589	1,066,224	
	3	CNEL Esmeraldas	17	1,856	1,378	3,135	642	10,970	17,981	3,327	3,567	6,894	104,687	
	4	CNEL Sucumbios	4	659	406	785	252	2,780	4,882	1,379	1,827	3,206	62,006	
	5	CNEL Santo Domingo	12	1,207	881	2,080	430	7,417	12,015	2,161	2,320	4,481	143,033	
	6	CNEL Bolívar	6	504	403	834	162	2,779	4,682	895	957	1,852	52,513	
	7	Cotopaxi	15	1,799	1,299	3,018	630	10,651	17,397	3,245	3,480	6,725	101,155	
	8	EMELNORTE	18	2,062	1,513	3,478	718	12,225	19,996	3,705	3,873	7,678	195,545	
	ETAPA 2		72	8,087	5,880	13,330	2,834	46,822	76,953	14,712	16,124	30,836	658,947	
TOTAL REGION NORTE			138	13,111	8,519	18,393	4,258	66,971	111,252	20,879	29,546	50,425	1,719,177	
RESUMEN REGION OESTE	1	CNEL Guayas Los Rios	21	2,941	1,314	3,312	1,268	11,738	20,573	4,987	6,235	11,222	257,077	
	ETAPA 1		21	2,941	1,314	3,312	1,268	11,738	20,573	4,987	6,235	11,222	257,077	
	2	EEP Guayaquil	34	4,546	3,181	3,910	668	18,909	31,214	4,961	4,553	9,514	567,007	
	3	CNEL Los Rios	9	1,048	712	1,322	394	4,524	7,990	2,248	2,958	5,207	88,244	
	4	CNEL Milagro	13	1,580	1,066	1,897	588	6,886	12,086	3,348	4,437	7,786	126,219	
	5	CNEL Manabí	23	2,734	2,003	4,724	974	16,843	27,278	4,899	5,249	10,138	253,777	
	6	CNEL Santa Elena	14	1,835	1,207	2,838	582	10,111	16,373	2,917	3,132	6,049	101,800	
	ETAPA 2		93	11,543	8,169	14,781	3,196	57,253	94,941	18,365	20,329	38,694	1,137,047	
	TOTAL REGION OESTE			114	14,484	9,483	18,093	4,464	68,991	115,514	23,352	26,564	49,916	1,394,111
	RESUMEN REGION SUR	1	Centosur y Azogues	18	1,531	1,207	2,482	180	6,567	11,967	0	1,131	1,131	300,480
3		EERSSA	26	5,962	2,601	5,332	1,080	13,475	28,450	3,786	6,032	9,818	155,601	
4		Riohamba	13	1,291	986	2,192	440	7,594	12,503	2,300	2,465	4,765	147,116	
ETAPA 1		57	8784	4794	10006	1700	27636	52920	6086	9628	15714	603,200		
5		CNEL El Oro	17	2,033	1,480	3,474	720	12,344	20,051	3,648	3,915	7,563	196,266	
ETAPA 2		17	2,033	1,480	3,474	720	12,344	20,051	3,648	3,915	7,563	196,266		
TOTAL REGION SUR			74	10,817	6,274	13,480	2,420	39,980	72,971	9,734	13,543	23,277	799,466	
INSULAR			1	Galapagos	333	166	483	126	1,822	2,930	649	696	1,345	
TOTALES PAIS ETAPA 1			144	16,749	8,747	18,381	4,392	59,523	107,792	17,240	29,285	46,525	1,920,496	
TOTALES PAIS ETAPA 2			186	21,996	15,695	32,068	6,876	118,241	194,875	37,374	41,064	78,438	2,000,532	
TOTALES PAIS			330	38,745	24,442	50,449	11,268	177,764	302,667	54,614	70,349	124,963	3,921,028	

Figura 4.10. Conteo de señal Empresas Eléctricas del Ecuador.³⁷

³⁷ Tomada de: Conteo de Señal Empresas Eléctricas de Distribución, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Proyecto SIDGE.

Debido a la complejidad del proyecto, se prevé que en la primera etapa se integren: en la Región Norte, la Empresa Eléctrica Quito y Ambato; en la Región Oeste, CNEL Guayas Los Ríos y en la Región Sur las empresas Centro Sur, Azogues, Riobamba y Regional del Sur. En una segunda etapa se efectuará la implementación en el resto de empresas eléctricas del país. La Región Insular tendrá su propia hoja de ruta de implementación.

Considerando el desarrollo tecnológico y de comunicaciones actual de las empresas distribuidoras se estableció que la Región Norte tenga su centro de control regional en la ciudad de Quito, la Región Oeste en la ciudad de Guayaquil y la Región Sur en la ciudad de Cuenca; utilizando la infraestructura física existente en sus respectivas empresas distribuidoras.



CONCLUSIONES

- El presente tema de titulación analizó los principios tecnológicos, sociales y ambientales que permitirán impulsar la implementación de las *Smart Grids* o Redes Inteligentes específicamente en los Sistemas de Distribución, con la finalidad de mostrar la viabilidad de integrar esta innovadora alternativa en los sistemas de distribución ecuatorianos.
- A través del estudio realizado en los capítulos presentes y con la información obtenida del SIDGE se presenta una propuesta, donde por medio de criterios de diseño, de la red de distribución eléctrica, darán inicio a la formación de las Smart Grid en las empresas de distribución es el caso de la EEQ, con la finalidad de que en el largo plazo se efectúe la implementación en la zona de concesión de la Empresa Eléctrica Quito y posteriormente a nivel de todo el país.
- De acuerdo a estas perspectivas mostradas, la inversión, pasa a tomar un punto crítico para su aplicación, ya que el Estado será el precursor de estos recursos para la ejecución de estos proyectos, dependiendo de factores como tecnología, tarifa y estimación de tiempo para desarrollo de los mismos. Este análisis podría contrastar la eficiencia del sistema y si éste significa ahorro; ya que ésta tecnología podría ser obsoleta entre 5 y 7 años y los costos estarían en función del cronograma a ser establecido por la Empresas Distribuidoras.
- La aplicación de soluciones como las microrredes o las centrales virtuales de electricidad, junto con la implementación de tecnologías innovadoras como los contadores bidireccionales con telegestión y telemedida, permitirán dar mayor presencia en el mercado eléctrico a los pequeños productores y consumidores de electricidad. De esta forma, la automatización distribuida así gestionada permitirá alcanzar mayores cotas de eficiencia energética, ya que se evitarán grandes pérdidas por el transporte, y permitirá reducir costos de inversión, así como la reducción en los impactos sobre el medio ambiente y mejorar la calidad y seguridad en el suministro, obteniendo una sostenibilidad al modelo, que requiere de un marco regulatorio explícito, imparcial y confiable; y un agente



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

controlador sólido, que supervise y vigile el cumplimiento de la normativa y el funcionamiento del mercado.

- La Empresa Eléctrica Quito, se encuentra en el desarrollo de un plan, para el desarrollo de la automatización de las subestaciones y por ende la misma empresa distribuidora, a través del desarrollo del GIS, SCADA, todo esto con el objeto de obtener mejoras en la confiabilidad en el sistema, ya que del estudio realizado se muestra que es viable y a las puertas de contar con un sistema automático de medición y ya poder contar con este servicio en pocos años.
- Finalmente se concluye que la Smart Grid o Red Inteligente es la mejor opción para la futura implementación en el campo de la distribución, ya que es una tecnología de punta, que está en pleno auge y que brinda seguridad, confiabilidad, estabilidad, sobre todo en monitoreo y control de las redes de distribución, minimizando los costos al momento de la transmisión de datos y manipulación de los mismos.
- Al ser un servicio en tiempo real, con la implementación de las Smart Grid se podrá mejorar el servicio hacia los abonados ya que estos podrán consultar su saldo pendiente, así como también se les informará con tiempo el corte de energía para evitar cualquier tipo de molestia. Por otro lado, la empresa eléctrica se beneficiará enormemente ya que no necesitará del factor humano para realizar las operaciones de corte y reconexión del servicio, reduciendo sus gastos operativos y toda la información se almacenará directamente en la base de datos evitando así la digitalización de las tomas de lecturas que se da actualmente.



RECOMENDACIONES

- Se debe implementar el mecanismo adecuado que permita la preparación para que la sociedad y los involucrados del sector eléctrico, tengan la suficiente capacidad de ser agentes proactivos en el uso de las Smart Grids y permita la optimización del uso de la energía y que, por tanto, reduzca tanto su costo, como sus impactos sobre el medio ambiente.
- Establecer como lineamiento en las Empresas Distribuidoras la capacitación del personal técnico, administrativo y de gestión, en relación a las nuevas tendencias del mercado eléctrico a nivel de distribución con el fin de proveer a las empresas de distribución del país de personal capaz en todo lo relacionado a las Redes Inteligentes.
- Establecer una investigación más profunda que permita conocer con mayor precisión todos los aspectos necesarios para la implementación de redes de distribución inteligente y que permitan establecer los parámetros necesarios para la inserción de dispositivos automatizados e inteligentes en la red eléctrica Ecuatoriana.
- En este sentido, se recomienda realizar estudios que establezcan como punto de partida a las energías renovables (solar, viento), para conformar o ser parte de las denominadas microcentrales, como parte fundamental de la generación distribuida de energía, para obtener un Smart Grid a nivel de bidireccionalidad.
- Modernizar y fortalecer las empresas de distribución públicas del sector por medio de la investigación, desarrollo e innovación a través de recursos proporcionados por el Estado y organismos privados a través de estudios a través de las universidades y Escuelas Politécnicas
- Es así que en este punto se recomienda el análisis de costo para una futura implementación, estimulando la inversión y como sería cubierta en el tiempo.



REFERENCIAS

Libros (Books):

- [1] D. Divan and H. Johal, “A Smarter Grid for Improving System Reliability and Asset Utilization,” Power Electronics and Motion Control Conference, August, 2006.
- [2] Kaplan S, Sissine F. Abel A. (2009), Smart Grid, Government Series, The Capitol Net.
- [3] Gelling C. (2009), The smart grid, Enabling energy efficiency and demand response, CRC Press.
- [4] Ebook DOE, Series Smart Grid (Introduction, Environmental groups, Regulators, Policymakers, Technology Providers, Utilities, Consumer Advocates), Exploring the imperative of revitalizing America’s electric infrastructure. Prepared for the U.S. Department Of Energy by Litos Strategic Communication under contract No DE-AC26-04NT41817.

Internet (URLs):

- [5] Department of Energy US. , <http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm>
- [6] General Electric, Listen for Smart Grid,
http://ge.ecomagination.com/smartgrid/#/augmented_reality.
http://ge.ecomagination.com/smartgrid/#/landing_page
- [7] Energía y Sociedad, Claves para entender los mercados energéticos y sus implicaciones en la Sociedad, www.energiaysociedad.es.

Artículos:

- [8] Ing. Esteban Inga, **REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES**, Ingeniería Eléctrica (UPS Quito-Campus Kennedy), Febrero/2011.
- [9] 5° Simposium Latinoamericano de la Energía, Redes eléctricas inteligentes (Smart Grid), Ing. Jorge Cerero C. Área de normalización.



Otros:

- [10] Plan Maestro de Electrificación 2012-2020, CONELEC, Estadísticas. www.conelec.gov.ec.
- [11] Empresa Eléctrica Quito S.A, <http://www.eeq.com.ec/laEmpresa>.
- [12] Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, [http://www.meer.gob.ec/Subsecretaría de eficiencia energética proyectos](http://www.meer.gob.ec/Subsecretaría%20de%20eficiencia%20energética%20proyectos).
- [13] www.CenterPointEnergy.com/EnergyInSight.
- [14] http://www.smartgrid.gov/the_smart_grid#smart_grid
- [15] http://www.mederco.com/med_ener.php
- [16] Boletín de estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano año 2011. www.conelec.gov.ec
- [17] Regulación del CONELEC, Código 006/08. Aplicación del Mandato Constituyente No. 15.
- [18] Regulación del CONELEC, Código 013/08. Regulación Complementaria No.1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15.
- [19] Regulación del CONELEC, Código 004/09. Regulación Complementaria No.2 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15.
- [20] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO I, Disposiciones Fundamentales. Medio Ambiente. Artículo 3.
- [21] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO III, Estructura del Sector Eléctrico. Artículo 11.
- [22] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO VI, de las Empresas Generación, Transmisión y Distribución.
- [23] La Guía del planeamiento urbanístico energéticamente eficiente (IDAE).
- [24] IEEE Smart Grid: smartgrid.ieee.org/
- [25] Foro de las Economías Principales sobre la Energía y el Clima, Plan de Acción sobre Tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes (Technology Action Plan on Smart Grids), diciembre de 2009. www.majoreconomiesforum.org.